UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ESTUDIO DE LA PROSPECTIVA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N :

Durán Martínez Jorge Ismael

Hernández Chávez Elizabeth

Miranda Velazquez Alejandro

Director: Ing. Alfredo López Tagle

NOVIEMBRE 2006

AGRADECIMIENTOS

Primero quiero darle gracias a Dios por permitirme estar aquí, junto a los seres que quiero, por darme la salud y fortaleza para terminar hoy esta tesis.

A mis padres por apoyarme en todo momento, a mi madre Leticia Chávez Corona por enseñarme que se debe sonreír ante los problemas y sacar fuerza de la desgracia, a mi padre Víctor Manuel Hernández Aguayo por enseñarme que se debe ser firme en el corazón y nunca olvidarse de los principios.

A mis hermanos Israel, Cristian y Daniel, por escucharme en todo momento de flaqueza y darme la convicción de que el mundo esta lleno de pequeñas alegrías; el arte consiste en saber distinguirlas.

A mis amigos por soportar todas mis desgracias y siempre tenderme su mano, saben ni todas las glorias de este mundo valen lo que un buen amigo.

A Adrián ya que me enseñaste que solo conseguiría llegar al final del camino si obedezco mi ritmo personal. Puede que tarde más que otros o tengas que avanzar solo, pero es necesario respetar tu propio ritmo. Al percibir esto y lo apliques lo único por hacer es respetar tu tiempo. Gracias por estar junto a mí.

"Lo mejor que puedes dar
a un enemigo es el perdón;
a un adversario, tolerancia;
a un amigo, oídos;
a un hijo, buen ejemplo;
a tu padre, respeto;
a tu madre, una conducta que
la haga sentirse orgullosa de ti;
al prójimo, caridad
y a ti mismo, amor propio".

-Benjamin Franklin

Elizabeth Hernández Chávez

AGRADECIMIENTOS

Al escribir estas líneas he culminado una etapa más de mi vida; una vida de esfuerzos, de dedicación, alegrías y tristezas. Ha sido un camino largo donde los obstáculos que se han presentado, han sido superados gracias a todas aquellas personas que me han proporcionado una sonrisa, un abrazo cuando más lo he necesitado, un consejo, una mirada, que me ha ayudado a seguir adelante. Por lo que sólo me queda agradecerles por esos momentos.

Doy gracias a Dios, por permitirme conocer a todas estas personas tan importantes en mi vida y que me han ayudado a ser mejor cada día.

A mi padre, que desde pequeño me ha inculcado principios y valores, por tus consejos, por tu cariño, por enseñarme el camino a seguir, por mostrarme que todos los sueños son posibles, por apoyarme en todo momento y sobre todo por confiar siempre en mí.

A mi madre, por tu amor incondicional, por todo el tiempo y esfuerzo que me has dedicado, por brindarme comprensión y por mostrarme que todo es posible cuando realmente lo deseas. Gracias por tus palabras de aliento y gracias por darme tu apoyo total.

A mis hermanos, por su compañía, por motivarme a pasar obstáculos que sin ellos no lo podría haber logrado. Gracias por su apoyo incondicional, gracias por ayudarme y alentarme todos los días.

A mi director de tesis, el Ing. Alfredo López Tagle, gracias por la paciencia y dedicación que me diste durante la elaboración de esta tesis, por enseñarme algo nuevo cada día y por brindarme tu valiosa amistad.

A Viviana, por tus consejos, tu apoyo, tu ayuda y por todos los momentos que hemos compartido juntos.

Al Dr. Jorge Wolpert Kuri, quien me ha brindado su amistad, paciencia, confianza y consejos que me han dado la oportunidad de seguir creciendo.

A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería, que me han contribuido a mi formación profesional y me han ayudado a llegar a este momento.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme todas las facilidades que me han permitido alcanzar mi sueño.

A mis sinodales, por los consejos y sugerencias que han ayudado a mejorar nuestra tesis.

Alejandro Miranda Velazquez.

AGRADECIMIENTOS

A la vida. A todo lo que ella es. Única forma de representar lo que somos y lo que queremos, nuestros logros y alegrías, los sueños y esperanzas. No hay más vida que la que nosotros somos.

A mi familia y muy en especial a mis padres, el Sr. Juan Durán Martínez y la Sra. Juana Martínez Núñez. A quienes agradezco por dedicarme parte de la vida juntos.

A mis profesores y amigos, muestra del valor de compartir. Por no hacer fácil el logro del conocimiento.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería. Enseñanza científica y técnica. Ambas amor por la Patria donde se forja mi educación.

Al Ing. Alfredo López Tagle. Guía de este trabajo que culmina una etapa de mi crecimiento profesional y personal.

A nuestros sinodales, también participes de esta Tesis.

A ti. Por leer este trabajo y hacer de él algo útil.

Jorge Ismael Durán Martínez.

Índice

Introducción Página

Presentación I

Objetivo II

Capitulo 1 Panorama general del desarrollo de la energía eléctrica en México

1.1 Desarrollo del consumo de energía eléctrica de 1993 a 2004 3

1.1.1 Capacidad efectiva de generación 4

1.1.2 Generación bruta de energía 6

1.1.4 Demanda de energía 7

1.1.4 Consumo de energía 9

1.2 Estimación del crecimiento del consumo de energía eléctrica a 10 años 11

1.2.1 Consumo y generación de energía eléctrica 12

1.3 Generación de energía eléctrica en México 13

1.4 Conformación de la disponibilidad real y reservas 14

1.4.1 Despacho del sistema eléctrico nacional 14

1.4.2 Control y operación en el esquema de generación 15

1.4.3 Disponibilidad de las centrales generadoras 15

1.4.4 Capacidad de reserva 16

Capitulo 2 Panorama general de los energéticos en México

2.1 Petróleo 21

2.1.1 Demanda nacional de petrolíferos 22

2.1.2 Producción nacional de petrolíferos 22

2.1.3 Balance nacional 23

2.1.4 Escenario esperado de los petrolíferos 23

2.1.4.1 Demanda nacional de petrolíferos 2004 – 2014 23

2.1.4.2 Oferta nacional 2004 – 2014 24

2.1.4.3 Balance nacional esperado 2004 – 2014 25

2.1.5 Reservas de hidrocarburos 26

2.1.6 Vida media de las reservas de hidrocarburos 27

2.2 Gas natural 28

2.2.1 Consumo de gas natural 28

2.2.2 Balance demanda – oferta 1994 – 2004 28

2.2.3 Escenario esperado del gas natural 2004 – 2014 29

2.2.3.1 Demanda esperada 29

2.2.3.2 Oferta 30

2.2.3.3 Comercio exterior 30

2.2.3.4 Balance nacional esperado 2004 – 2014 31

2.2.4 Reservas de gas 31

2.2.5 Vida media de las reservas de gas natural 33

2.3 Carbón 34

2.3.1 Producción 34

2.3.2 Demanda 34

2.3.3 Reservas 35

2.3.4 Futuro del carbón 35

2.4 Agua 36
2.4.1 Recurso hídrico en México 36
2.4.2 Precipitación 36
2.4.3 Disponibilidad media del agua 37
2.4.4 Aguas superficiales 37
2.4.5 Aguas subterráneas 37
2.4.6 Usos del agua 37
2.4.7 Infraestructura hidráulica 38
2.4.8 Escenarios futuros 39
2.5 Uranio 41
2.5.1 Aplicaciones 41
2.5.2 El uranio en México 41
2.6 Fuentes alternativas 42
2.6.1 Energías renovables 42
2.6.1.1 Usos de la energía solar 42
2.6.1.2 Viento 43
2.6.1.3 Minihidráulica 43
2.6.1.4 Biomasa 43

Capitulo 3 Ciclos térmicos en la generación de energía eléctrica

3.1 Equipo mayor de una central térmica 47
3.1.1 Turbina 47
3.1.1.1 Turbina de gas 47
3.1.1.2 Turbina de vapor 53
3.1.2 Recuperadores de calor 55
3.1.2.1 Características generales de diseño de los recuperadores de calor 55
3.1.2.2 Elementos constitutivos de un recuperador de calor 56
3.1.3 Condensadores 59
3.1.3.1 Condensadores de contacto directo 59
3.1.3.2 Condensadores de superficie 59
3.2 Diseño y manufactura de las turbinas 60
3.2.1 Propiedades de los materiales 60
3.2.2 Resistencia de los materiales a la alta temperatura: fluencia 61
3.2.3 Criterios de resistencia 61
3.2.4 Aleaciones utilizadas en las turbinas 62
3.2.4.1 Materiales clásicos y sus aleaciones 63
3.2.5 Materiales utilizados en la construcción de las turbinas 64
3.2.5.1 Turbinas de vapor 65
3.2.5.2 Turbinas de gas 66
3.3 Ciclos de potencia 68
3.3.1 Eficiencia y régimen térmico de los ciclos de vapor, de gas y ciclos combinados 71
3.3.1.1 Ciclo Rankine Simple 71
3.3.1.2 Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento 75
3.3.1.3 Ciclo Brayton 84
3.3.1.4 Ciclo Combinado 91
3.3.2 Cuadro resumen de los ciclos de potencia 97

Capitulo 4 Alternativas viables de generación para los próximos 10 años

4.1 Visión SENER y CFE a 10 años. Proyectos de generación 101
4.2 Caso de las termoeléctricas como fuente propuesta de generación 104
4.2.1 Termoeléctrica 104
4.2.2 Turbogás 107
4.2.3 Ciclo Combinado 108
4.3 Caso de las tecnologías renovables en la generación 111
4.3.1 Energía eólica 111
4.3.2 Energía hidráulica 111
4.3.3 Energía minihidráulica 113
4.3.4 Geotermoeléctrica 113
4.4 Impactos ambiéntales de la producción de electricidad 114
4.4.1 Normatividad ecológica 115
4.4.2 Impactos por tipo de generación eléctrica 115
4.4.2.1 Impactos negativos potenciales de la energía hidroeléctrica 115
4.4.2.2 Impactos negativos potenciales de la energía proveniente de combustibles fósiles (térmica, carboeléctrica, etc.) 116
4.4.2.3 Impactos de la energía eólica 117
4.4.2.4 Impactos de la energía solar 117
4.4.2.5 Impactos negativos de la energía nuclear 117
4.4.3 Medidas de atenuación de los impactos ambientales 118
4.5 Análisis de costo por tipo de tecnología 120
4.5.1 Costo total de generación 120
4.5.2 Costo de inversión 121
4.5.3 Combustible 123
4.5.4 Costo de operación y mantenimiento 123

Capitulo 5 Ciclo Combinado, Alternativa de generación para los próximos 10 años

5.1 Características técnicas de las centrales ciclo combinado actuales 129
5.2 Fuentes alternas del gas y petróleo 132
5.2.1 Residuos de vacío como fuentes alternas al gas 132
5.2.1.1 Balance nacional de residuos de vacío 132
5.2.2 Fuentes alternas del petróleo (sustitutos) 134
5.3 Ciclo combinado con gasificación integrada (GICC) 137
5.3.1 Concepto de gasificación 137
5.3.2 Aplicaciones de la gasificación 137
5.3.3 Fundamentos de la gasificación 138
5.3.4 Procesos de gasificación 140
5.3.4.1 Lecho fijo o denso 140
5.3.4.2 Lecho fluidizado 140
5.3.4.3 Lecho arrastrado 141
5.3.5 Unidades de fraccionamiento de aire 142
5.3.6 La integración. La tecnología GICC 142
5.3.7 Valores de la tecnología GICC 144
5.3.8 Disponibilidad de los combustibles 146
5.3.9 Tecnología GICC para uso limpio del carbón 147

5.3.10 Procesos existentes 148
5.3.11 Situación mundial de las plantas GICC 153
5.3.12 Ejemplo de la aplicación de de la tecnología GICC: Puertollano Elcogas 155
5.3.12.1 Descripción de la central 155
5.4 Capacidad de Generación “Libre” en Centrales Ciclo Combinado con Gasificación Integrada. Ejemplo 163

Conclusiones

I. Riesgo de elevación de precios y escasez del gas natural producido en México 169
II. Necesidad de 2 nuevas refinerías 171
III. Gasificación de residuos de vacío y carbón 171
IV. Diversificación de fuentes de energía 172
V. Ahorro de energía Vs Limitaciones de crecimiento 173
VI. Conclusión final 175

Anexos

ANEXO I: Tablas De las Propiedades Físicas de Agua y Vapor 179
ANEXO II: Tablas De las Propiedades Físicas de Aire 183
ANEXO III: Factores de Conversión de Unidades 185

Bibliografía

Bibliografía 189

Presentación

A nivel mundial la energía eléctrica se ha convertido en equivalente de desarrollo y bienestar. Una nación que cuenta con estructura suficiente en materia de energía podrá incrementar la actividad de varios sectores de producción y por ende, su desarrollo económico interno y global. Para satisfacer tal desarrollo, la producción de energía eléctrica como principal motor debe ser planeada con anticipación.

En ese sentido, México plantea la expansión del Sistema Eléctrico Nacional con el análisis de los campos relacionados con el incremento del consumo de energía. Así se crean los escenarios prospectivos que consideran el posible comportamiento de los precios de los combustibles, los crecimientos de la población y la actividad esperada en la industria.

Es así como se definen las centrales que serán construidas dentro de los siguientes años, la conveniencia del tipo de combustible a emplear y la ubicación de las obras necesarias. Esta planeación se enfoca en satisfacer las necesidades de crecimiento, proporcionar seguridad en el suministro eléctrico y recientemente, garantizar la calidad ambiental.

Pero la generación de energía eléctrica no es por si sola un factor primordial en el como se enfrente el futuro. Alrededor de esto se involucran temas como la sustentabilidad de los recursos naturales e impactos ambientales. Por esto, las fuentes de energía o combustibles útiles para la generación de electricidad que pueda poseer un país, y los daños al ambiente derivados de su utilización, influyen en el camino que se debe seguir.

Las fuentes de energía son varias y se pueden dividir en renovables y no renovables. El gas natural, carbón y los combustibles derivados del petróleo utilizados en la producción de electricidad como el diesel y combustóleo principalmente, son las fuentes no renovables utilizadas en demasía, especialmente el gas natural. Por otra parte se encuentra los recursos renovables, estos son principalmente el agua en centrales hidroeléctricas, el viento, el vapor extraído de los campos geotérmicos y la energía proveniente de la radiación solar.

Referente a los combustibles fósiles, su principal ventaja es la gran capacidad de generación que se tiene en centrales que los emplean, sin embargo, el principal punto en su contra son las emisiones contaminantes que arrojan al ambiente, su disponibilidad y agotamiento.

En cuanto a los recursos renovables, su ventaja es el impacto ambiental casi nulo; su desventaja, los costos de inversión son aún muy elevados y aunque son recursos inagotables, la disponibilidad de ellos esta condicionada por las características ambientales.

Por tal motivo es necesario encontrar nuevas formas de generación que satisfagan la demanda de energía, que lo haga bajo un impacto ambiental mínimo y sobre todo, a un precio de la electricidad accesible para los usuarios.

Es aquí donde juegan un papel importante los avances científicos y tecnológicos, los cuales deben pronto aplicarse a la producción y servicio industrial y minimizar los costos derivados por su aplicación.

Introducción

El presente trabajo de investigación propone analizar la situación específica del país, los requerimientos de energía eléctrica para los próximos 10 años y el como se planea serán satisfechos. Por tal motivo se expondrán los escenarios planteados para la producción de energía eléctrica, la situación actual y esperada de esta industria y los proyectos planeados por la CFE; en materia de combustibles, se hablara de los consumos, producción y reservas de gas natural, petrolíferos, carbón, y de los principales recursos naturales denominados alternos. Se incluye un tema que trata de las principales características de las tecnologías utilizadas para la generación de energía eléctrica y otro donde se exponen los avances y logros en las centrales Ciclo Combinado. Finalmente, se plantea la integración de la gasificación del carbón y materia orgánica, siendo este un avance tecnológico que sin duda puede ser la nueva generación de centrales de tipo térmico.

Objetivo General

Proporcionar una visión general de la situación actual y para los próximos 10 años en la generación de energía eléctrica en México y de los principales factores involucrados en esta actividad.

Específicamente, los factores desarrollados en el presente trabajo son:

- ✓ El crecimiento de la demanda de energía eléctrica para los próximos 10 años.
- ✓ Centrales eléctricas en operación, en construcción y en licitación. Porcentaje en la participación de generación por tipo de tecnología.
- ✓ Producción, consumo y reservas de gas natural, petrolíferos y carbón
- ✓ Situación de las fuentes renovables de energía como agua, viento y radiación solar.
- ✓ Impactos ambiéntales.
- ✓ Costos por tipo de tecnología.
- ✓ Características principales, ventajas y desventajas de la Central Ciclo Combinado.
- ✓ Avance tecnológico y nuevas opciones de generaciones para la Central Ciclo Combinado.

Objetivo específico

A partir de los datos presentados, mencionaremos cuales son las actividades en las que debe enfatizar México con el fin de dar sustento al desarrollo de la estructura de generación. Así, el objetivo específico queda determinado por tres puntos principalmente.

I. Proponer cuales serán las alternativas más viables para la generación de energía eléctrica y por las que puede inclinarse la industria eléctrica nacional, las que minimizaran los riegos de abasto de combustible y que cumplirán con los siguientes puntos:

   1.- La satisfacción de la demanda de energía eléctrica,

   2.- Impactos ambientales mínimos y

   3.- Rentabilidad (eficiencia - costo).

II. Mostrar las posibilidades que tiene México para hacer frente al futuro en materia energética derivadas de la diversidad de fuentes de energía, actividades de investigación, modernización y ampliación del sector energético, y por el desarrollo tecnológico actual enfocado al ahorro de energía.

Finalmente, el como a través de una inversión pronta hacia la aplicación los avances tecnológicos en la industria eléctrica y energética del pías, es posible generar energía eléctrica en procesos eficientes que utilicen combustibles que hasta hoy se consideran poco seguros o prácticos, y que generaran cada ves menos daños al ambiente.

CAPÍTULO 1

PANORAMA GENERAL DEL DESARROLLO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO.

La historia de la humanidad camina paralela a la historia de la energía. Los grandes cambios ocurridos al ritmo de los tiempos, constituyen una de las pocas constantes de la existencia humana, íntimamente ligados a las múltiples maneras en que el hombre ha logrado aprovechar, producir, transformar, almacenar y distribuir la energía de la naturaleza.

En la actualidad el ser humano ha aumentando su consumo energético, es por ello que los procesos de obtención y transformación de la energía se han vuelto más eficientes y así han podido cumplir con las exigencias energéticas que se han requerido a través de los años.

La energía eléctrica es un servicio imprescindible para el bienestar de la humanidad. De hecho, se trata de un servicio que, en cualquier parte del mundo, hace la diferencia entre la integración al tercer milenio y el aislamiento en todos los sentidos: económico, cultural y social. Además de ser un factor de bienestar, la electricidad es también un insumo básico para desarrollar cualquier actividad productiva, ya sea desde actividades manuales y artesanales, hasta para el funcionamiento de los sectores industrial, comercial, agrícola y de servicios.

En México, desde los años 30's, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la entidad encargada de diseñar la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), cubriendo el crecimiento de la demanda energía eléctrica que requiera el país en condiciones de cantidad, calidad, seguridad, continuidad y precio con una adecuada diversificación de las fuentes de energía.

Las necesidades de energía eléctrica de una economía globalizada como la mexicana, exigen una constante expansión y modernización para soportar el crecimiento de la demanda y la competitividad de las industrias. El sector energético constituye un importante patrimonio que debe impulsarse para que contribuya al desarrollo Nacional, es decir, una mejor infraestructura permitirá un crecimiento económico y social en el país que traerá consigo bienestar social.

El fortalecimiento de la industria eléctrica se sustenta sobre las decisiones que se adopten ahora para hacer frente a las exigencias de los próximos años. La planeación y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se basa en el estudio de los incrementos históricos del sector eléctrico, de las variables económicas que inciden en éste y de los pronósticos de incremento de la demanda que se estudian en las áreas de distribución. Una visualización amplia y concisa de estos factores trazará la trayectoria de los proyectos necesarios y viables para mantener a la industria eléctrica nacional a la par del incremento de las necesidades del país.

En este primer capitulo se analizará la situación actual del Sistema Eléctrico Nacional, las características que lo distinguen, su evolución respecto al pasado y se establecerá una estimación del crecimiento del consumo eléctrico para los próximos 10 años.

1.1. DESARROLLO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 1993 A 2004

Para satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica de la población, en diciembre de 1992 el Congreso de la Unión aprobó las reformas a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) con el propósito de alentar la inversión privada en la generación de energía eléctrica[1]. Las figuras creadas fueron:

- **Producción Independiente.** Es la generación de energía eléctrica destinada para su venta exclusiva y en totalidad a la Comisión Federal de Electricidad. Esta se realiza mediante la solicitud hecha por personas morales constituidas bajo las leyes mexicanas. La CFE ésta legalmente obligada a adquirir la energía en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos proyectos deben tener una capacidad mayor a 30 MW y estar incluidos en la planeación del SEN, de lo contrario, se otorga el permiso de producción de energía eléctrica cuando esta sea comprometida a exportación.

- **Autoabastecimiento.** Generación de energía eléctrica destinada al consumo propio de personas físicas o morales. Estos proyectos debe ser autorizados para su construcción por la Secretaría de Energía (SENER) a través de Comisión Reguladora de Energía (CRE). Cuando la capacidad instalada no sobre pase los 0.5 MW, no se requerirá de la autorización de la CRE[2].

  Si fuese el caso de una sociedad permisionaria, constituida por varios solicitantes de autoabastecimiento, esta no podrá entregar energía a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma. Los excedentes de producción de energía eléctrica se deben poner a disposición de la CFE.

- **Pequeña Producción.** Proyectos de generación eléctrica con capacidad menor a 30 MW cuya producción se destina a su venta, en su totalidad, a la CFE. Alternativamente a lo indicado, como una modalidad de autoabastecimiento en la cual los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, los interesados deben constituir cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebrar convenios de cooperación solidaria para dicho propósito; los proyectos en tales casos no deben de exceder de 1 MW.

- **Cogeneración.** Energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaría, o ambos; esto cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos o cuando combustibles producidos en los procesos se utilicen para la generación directa o indirecta de energía eléctrica. En cualquiera de los casos, la energía eléctrica se destinará a la satisfacción de las necesidades de los establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energéticas y económicas de los procesos. Los excedentes de producción de energía eléctrica se deben poner a disposición de la CFE.

- **Importación.** De plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor. Este último, persona física o moral, destinará exclusivamente la energía para su autoabastecimiento y/o usos propios.

- **Exportación.** Se puede exportar energía eléctrica a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

Debido a lo establecido, se dice que el sistema de generación de energía eléctrica en México esta compuesto de dos principales modalidades que son el Sector Público y el Sector Privado. El Sector Público ésta conformado por la CFE, Luz y Fuerza del Centro (LFC) y los Productores Independientes de Energía (PIE's), y el Sector Privado esta formado por Autoabastecimiento, Cogeneración e Importación.

[1] Artículo 36 del Suministro de Energía Eléctrica de La Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.
[2] Artículo 39 de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.

1.1.1 CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN

La capacidad bruta de generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se define como la suma de las capacidades efectivas de las unidades generadoras. Ahora bien, partiendo de lo anterior, se define como capacidad efectiva de generación a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que conforman la unidad.

En la Tabla 1.1 se ilustran los incrementos anuales en la capacidad efectiva de generación por parte del sector público desde 1994 hasta el año de 2004.

Tabla 1.1 CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN DEL SECTOR PUBLICO 1994 – 2004

AÑO	CFE [MW]	LFC [MW]	PIE [MW]*	CAPACIDAD [MW]	% INCREMENTO
1994	30,778	871	0	31,649	-
1995	32,166	871	0	33,037	4.38
1996	33,920	872	0	34,792	5.31
1997	33,944	871	0	34,815	0.07
1998	34,384	872	0	35,256	1.27
1999	34,839	827	0	35,666	1.16
2000	34,901	ND	484	36,697	2.89
2001	36,236	828	1,455	38,519	4.96
2002	36,855	827	3,495	41,177	6.90
2003	36,971	827	6,756	44,554	8.20
2004	38,422	864	7,265	46,552	4.39

FUENTE: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
ND = No Disponible
* Corresponde a la capacidad neta contratada por la CFE

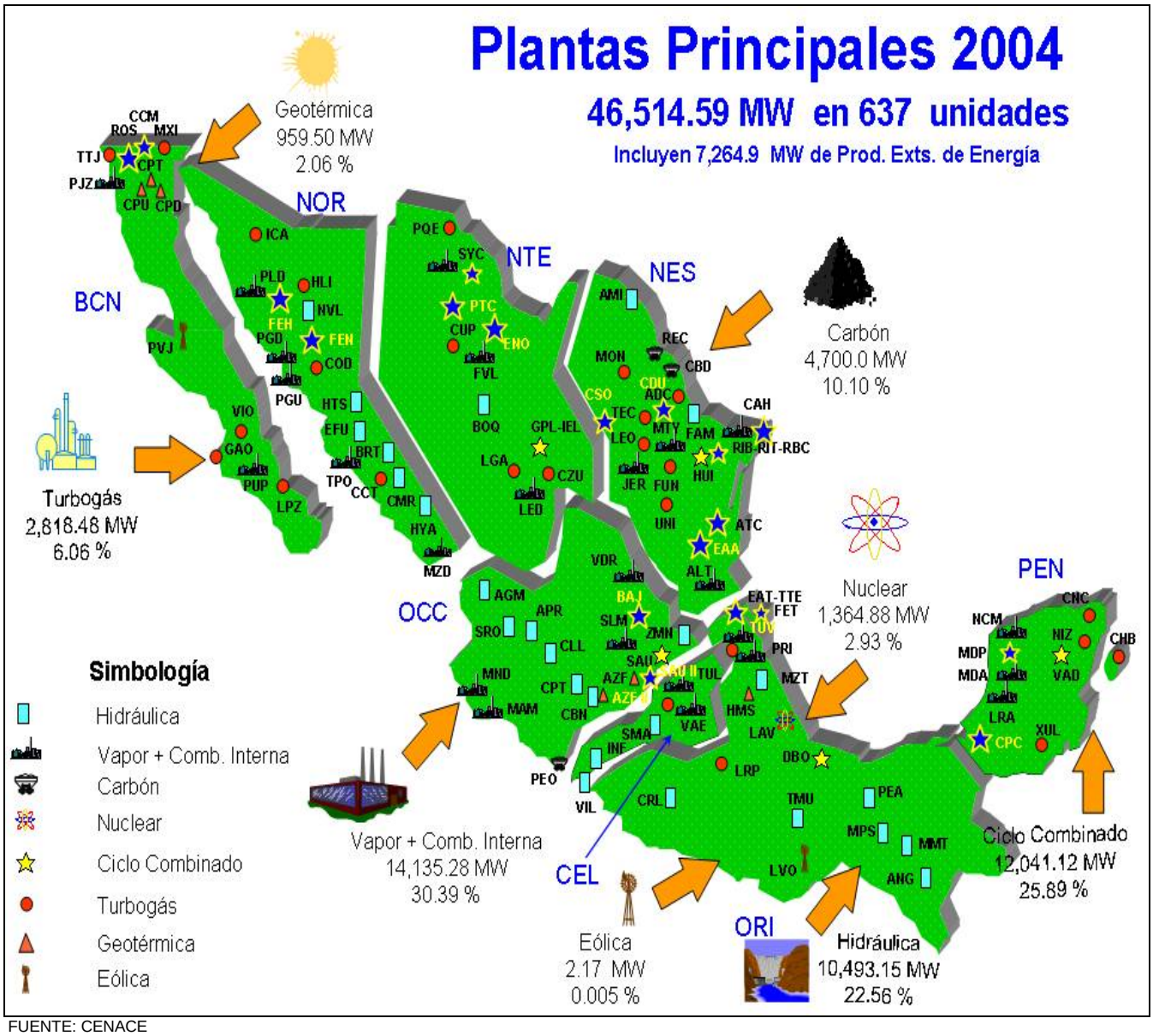
En la Tabla 1.2 se muestra el incremento de la capacidad efectiva por tecnología durante el periodo comprendido entre los años de 1993 y 2004.

Tabla 1.2 CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN DEL SECTOR PUBLICO POR TECNOLIGÍA 1993 – 2004

	FUENTES ALTERNAS					HIDROCARBUROS					
Año	Hidráulica	Geotermia	Eólica	Nuclear	Carbón	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Combustión Interna	Dual	Total
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1993	8,171	740	-	675	1,900	12,574	1,818	1,777	149	1,400	**29,204**
1994	9,121	753	2	675	1,900	13,274	1,898	1,777	149	2,100	**31,649**
1995	9,329	753	2	1,309	2,250	13,594	1,890	1,682	128	2,100	**33,037**
1996	10,034	744	2	1,309	2,600	14,295	1,912	1,675	121	2,100	**34,792**
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	**34,815**
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	1,463	1,929	120	2,100	**35,256**
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	**35,666**
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	**36,697**
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	**38,519**
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	**41,177**
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	**44,554**
2004	10,530	960	2	1,365	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100	**46,552**

FUENTE: CENACE
INCLUYE PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

En el Mapa 1.1 se muestra la ubicación geográfica de las principales centrales de generación eléctrica del sector público en el año de 2004.



FUENTE: CENACE

Como se puede observar, el Sistema Eléctrico Nacional esta compuesto por 9 regiones operativas que son: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Con excepción de las dos regiones operativas de la península de Baja California, el resto forma el Sistema Interconectado (SI).

En el año 2004 las centrales de ciclo combinado aumentaron su capacidad en un 13.6 % respecto al año 2003, es importante resaltar el incremento de éstas plantas ya que en 1993 representaban tan solo el 6.2% y actualmente representan el 25.9% del total de la capacidad efectiva; en relación a las centrales hidroeléctricas, en 1993 constituyeron el 28% y debido a que ha aumentado muy poco su capacidad efectiva en el SEN, hoy en día esta modalidad representa solo el 22.6% del total de la capacidad efectiva instalada; finalmente, las centrales de vapor en el 2004 contribuyeron con un 30 % a la capacidad total. En general, la tasa media de crecimiento anual en la capacidad efectiva durante el periodo comprendido entre 1993 y 2004 fue de 4.8 %.

1.1.2 GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA

Se define como *generación bruta de energía,* a la energía que se produce en las centrales generadoras por unidad de tiempo medida en las terminales de los generadores[3]. En la Tabla 1.3 se ilustran los incrementos anuales en la generación bruta por parte del sector público en el periodo comprendido entre los años de1993 y 2004.

Tabla 1.3 GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR PUBLICO 1993 – 2004

AÑO	CFE TWh	LFC TWh	PIE TWh	GENERACIÓN TWh	% INCREMENTO
1993	124.92	1.64	0	126.566	--
1994	135.87	1.66	0	137.539	8.66
1995	140.82	1.52	0	142.344	3.49
1996	149.97	1.91	0	151.889	6.70
1997	159.83	1.55	0	161.889	6.58
1998	168.98	2.00	0	170.982	5.61
1999	179.07	1.84	0	180.917	5.81
2000	190.01	1.69	1.21	192.917	6.63
2001	190.88	2.18	4.04	197.106	2.17
2002	177.05	2.17	21.83	201.059	2.00
2003	169.32	2.61	31.62	203.555	1.24
2004	159.53	3.25	45.85	208.634	2.49

FUENTE: CENACE

En la Tabla 1.4 se muestra el comportamiento en la participación de las tecnologías en la generación durante el periodo comprendido entre los años de 1993 y 2004.

Tabla 1.4 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SECTOR PUBLICO POR TECNOLOGÍA 1993 - 2004

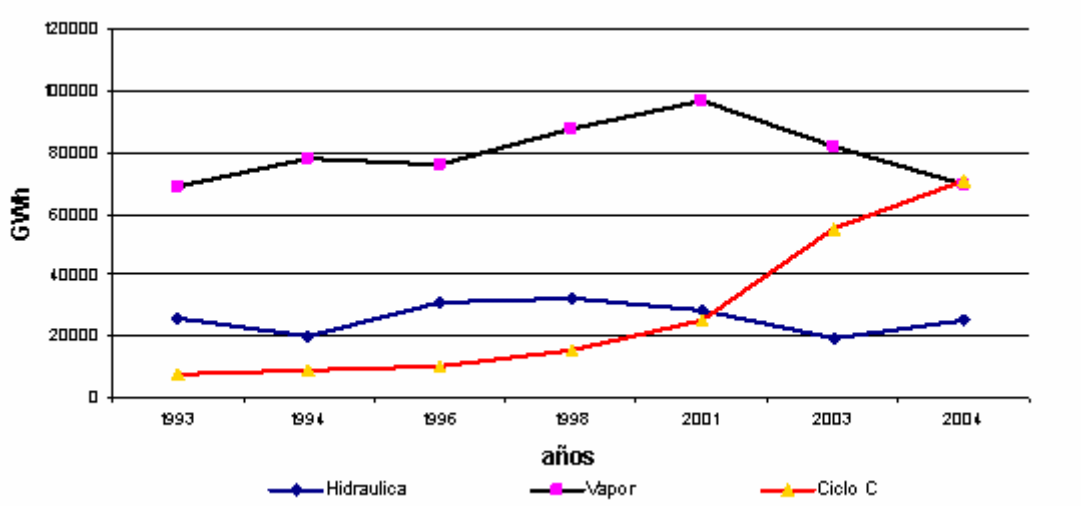
Año	Hidráulica		Vapor, Turbogás Combustión Interna		Ciclo Combinado		Geotérmica Eólica		Carbón		Dual		Nuclear		Total
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh
1993	26.199	20.7	68.851	54.4	7.631	6.3	5.822	4.6	10.504	8.3	2.151	1.7	4.936	3.9	**126.566**
1994	20.047	14.5	77.746	56.5	9.099	6.6	5.602	4.1	13.036	9.5	7.770	5.6	4.239	3.1	**137.539**
1995	27.528	19.3	69.777	49.0	10.399	7.3	5.675	4.0	14.479	10.2	6.053	4.3	8.433	5.9	**142.344**
1996	31.442	20.7	75.664	49.8	10.661	7.0	5.734	3.8	17.735	11.7	2.775	1.8	7.878	5.2	**151.889**
1997	26.430	16.4	83.221	51.6	11.233	7.0	5.470	3.4	17.575	10.9	7.001	4.3	10.456	6.5	**161.386**
1998	24.616	14.4	87.608	51.2	13.183	7.7	5.662	3.3	17.956	10.5	12.692	7.4	9.265	5.4	**170.982**
1999	32.713	18.1	87.562	48.4	15.526	8.6	5.629	3.1	18.251	10.1	11.234	6.2	10.002	5.5	**180.917**
2000	33.075	17.2	95.539	49.6	17.712	9.2	5.909	3.1	18.696	9.7	13.569	7.0	8.221	4.3	**192.721**
2001	28.435	14.4	96.318	48.9	25.377	12.9	5.574	2.8	18.567	9.4	14.109	7.2	8.726	4.4	**197.106**
2002	24.862	12.4	86.249	42.9	44.765	22.3	5.405	2.7	16.152	8.0	13.879	6.9	9.747	4.8	**201.059**
2003	19.753	9.7	81.426	40.0	55.047	27.0	6.287	3.1	16.681	8.2	13.859	6.8	10.502	5.2	**203.555**
2004	25.076	12.0	69.716	33.4	72.267	34.6	6.583	3.2	17.883	8.6	7.915	3.8	9.194	4.4	**208.634**

FUENTE: CENACE

En la Gráfica 1.1 se puede observar las tendencias de participación en la generación de energía eléctrica en el periodo comprendido entre los años de 1993 y 2004.

[3] **Se define como g*eneración neta de energía,* a la energía que una central generadora entrega a la red de transmisión, esta a su vez es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en usos propios de la central.**

Gráfica 1.1 TENDENCIA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA 1993 – 2004



Dado lo anterior, se destaca el comportamiento de las centrales hidráulicas, de vapor y ciclo combinado. Entre las observaciones sobresalientes tenemos:

- Un elevado porcentaje de generación eléctrica pertenece a las centrales de vapor convencionales, si embargo, hoy en día se observa una clara tendencia a la baja en la participación de este tipo de tecnología ya que de 1993 a 2004 descendió en 21 puntos porcentuales.
- Las centrales hidráulicas han disminuido su participación al pasar de un 20.7% en 1993 a un 12% en el 2004. Esto se debe, entre otras cosas, a la variación en los volúmenes pluviales captados.
- Las centrales de Ciclo Combinado han incrementado notablemente su porcentaje en la generación eléctrica pasando de un 6.3% en 1993 a un 34.6% en el año 2004.

Respecto a la generación por parte de los ***Productores Independientes*** y ***Permisionarios*** en las modalidades de cogeneración y autoabastecimiento, en el año 2004 el total de lo generado por los permisionarios ascendió a 73,300 GWh, de los cuales el 63.2 % pertenece a los PIE's.

En la Tabla 1.5 se esta muestra la evolución de generación de energía eléctrica.

Tabla 1.5 GENERACION DE ENERGÍA ELECTRICA DEL SECTOR PRIVADO 1998 – 2004

Año	PIE GWh	Autoabastecimiento GWh	Cogeneración GWh	Exportación	Usos Propios	Total GWh
1998	-	5,070	2,674	-	1,765	**9,509**
1999	-	6,854	2,818	-	1,646	**11,318**
2000	1,335	6,401	3,440	-	1,735	**12,911**
2001	4,605	6,270	4,815	-	1,435	**17,125**
2002	19,949	7,973	4,585	-	1,485	**33,992**
2003	31,171	10,617	6,664	2,509	1,536	**52,497**
2004	46,334	13,853	7,184	4,422	1,507	**73,300**

FUENTE: SENER

1.1.3 DEMANDA DE ENERGÍA

Se define como *demanda de energía* a la potencia a la cuál se debe suministrar la energía eléctrica consumida por los usuarios durante un instante dado. El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh / h).

La demanda de energía es función del tiempo, de las cargas locales y remotas del sistema y a su vez, es función de las pérdidas por transmisión, distribución y de las variaciones horarias durante periodos de tiempo determinados. Es por eso que en el Sistema Interconectado (SI), la *demanda de energía* en una hora específica se determina sumando las demandas de cada área a la misma hora.

Acorde a lo antes mencionado, se define como ***Demanda Máxima Coincidente*** a la demanda máxima que se observa en el SI en un instante determinado de operación. Este valor será siempre el máximo ocurrido.

La Tabla 1.6 contiene los valores de demanda de energía y demanda máxima coincidente del Sistema Interconectado para el periodo comprendido entre 1993 y 2004.

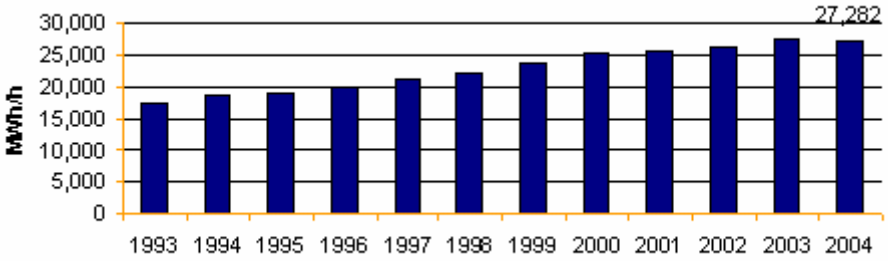
Tabla 1.5 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE DEL SISTEMA INTERCONECTADO 1993 – 2004 [MWh / h]

PERIODO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Enero	16,246	16,965	18,305	18,576	19,848	20,961	21,746	23,191	24,329	24,943	24,789	25,566
Febrero	16,621	16,737	18,145	18,939	19,991	21,168	22,467	23,833	24,620	24,696	25,652	25,980
Marzo	16,857	17,447	18,528	19,088	20,230	21,565	22,509	24,500	24,670	25,403	16,857	26,543
Abril	17,078	17,698	18,476	18,728	19,608	21,760	22,697	23,674	25,254	25,738	25,815	26,265
Mayo	17,226	17,816	**19,109**	19,621	19,881	22,028	23,191	24,511	24,885	**26,152**	**27,433**	**27,282**
Junio	17,484	18,039	19,003	19,238	20,331	**22,205**	23,321	23,162	24,729	25,633	26,325	26,742
Julio	16,592	17,926	17,952	18,982	19,837	21,620	22,485	24,276	24,347	24,852	25,602	26,016
Agosto	16,952	18,063	18,203	18,959	20,575	21,773	22,828	24,494	24,946	25,882	25,748	26,717
Septiembre	16,706	18,129	18,584	19,379	21,002	21,837	23,421	**25,207**	25,267	25,403	25,530	26,402
Octubre	**17,535**	**18,648**	18,878	**20,017**	20,843	21,697	22,778	24,487	**25,660**	25,450	25,439	27,257
Noviembre	16,941	18,127	18,731	19,783	20,846	21,776	23,189	24,378	25,092	25,151	25,840	26,682
Diciembre	17,441	18,440	19,107	19,869	**21,367**	21,987	**23,596**	25,075	25,598	25,582	25,998	27,197
Máxima Anual	**17,535**	**18,648**	**19,109**	**20,017**	**21,367**	**22,205**	**23,596**	**25,207**	**25,660**	**26,152**	**27,433**	**27,282**
Incremento (%)	**4.6**	**6.3**	**2.5**	**4.8**	**6.7**	**3.9**	**6.3**	**6.8**	**1.8**	**1.9**	**4.9**	**-0.6**
Factor de Carga (%)	**75.0**	**73.7**	**74.4**	**75.9**	**76.3**	**78.4**	**77.6**	**77.4**	**77.4**	**78.1**	**76.3**	**79.0**

FUENTE: SENER.

La demanda máxima coincidente se había presentado en los últimos 4 meses de cada año, pero últimamente esta ocurre explícitamente en el mes de mayo. Es importante destacar los incrementos de la demanda máxima coincidente anual en forma gráfica (Gráfica 1.2), ya que a partir de esto se determinará la capacidad de reserva del SI y el Margen de Reserva.

Gráfica 1.2 DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE ANUAL 1993 – 2004

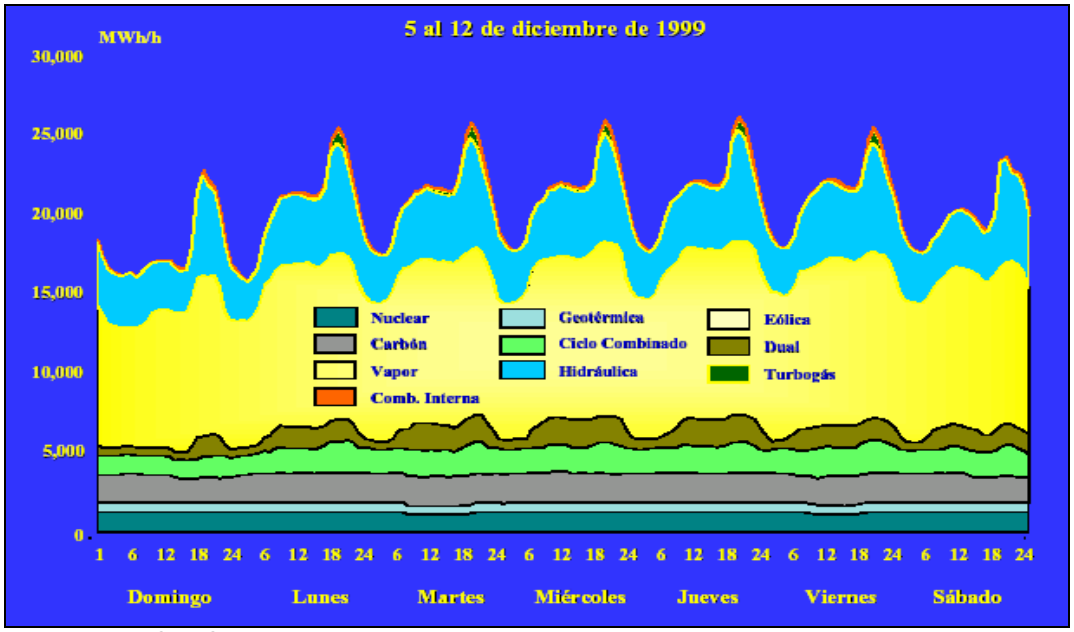


FUENTE: SENER.

Como ya se mencionó, la carga total del sistema esta constituida por cargas individuales diferentes tales como la industrial, residencial, comercial, etc. Estas cargas demandan potencias pequeñas comparadas con el total del sistema; asimismo, el *comportamiento estacional de la demanda* se asocia al ritmo de las actividades humanas y sus cambios en los patrones de consumo. Dado esto, se utilizan las curvas de carga horarias para monitorear la demanda del SI.

La *curva de carga* es la grafica donde se muestran las variaciones de la demanda de potencia en un periodo determinado. Las curvas de carga son diferentes para cada hora, día, mese y estación del año.

En la siguiente imagen se muestra la curva de carga ocurrida durante la semana del 5 al 12 de Diciembre de 1999. En ésta se observa como intervienen los diferentes tipos de centrales para satisfacer la demanda de energía eléctrica a lo largo del día y la semana.



FUENTE: CENACE

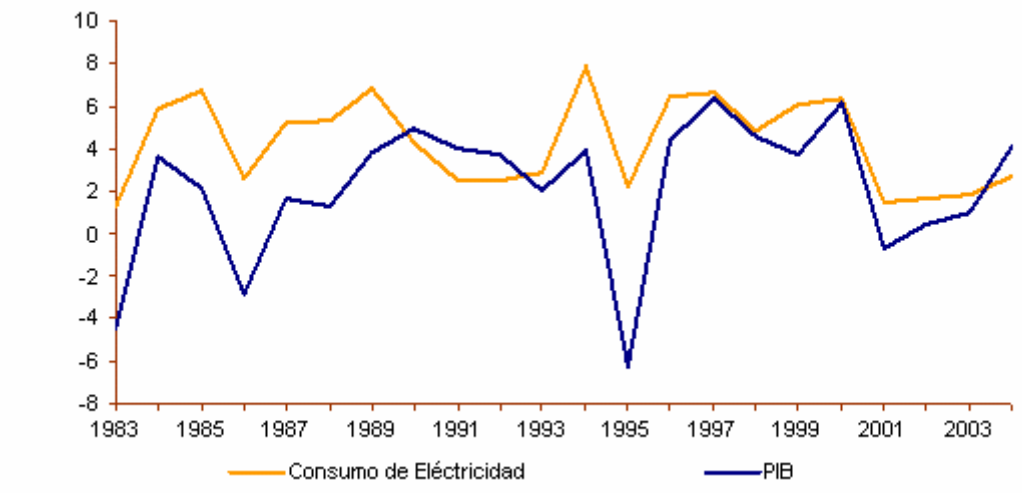
1.1.4 CONSUMO DE ENERGÍA

El consumo nacional de energía se define como la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, proyectos de autoabastecimiento, cogeneración, productores independientes y contratos de importación de energía.

El consumo nacional de energía eléctrica aumentó a una tasa promedio anual de 4.5 % durante el periodo comprendido entre 1994 y 2004. En los años de 1995 y 2001 el crecimiento anual fue de -2.5% y -1.7% respectivamente. En esos mismos años el PIB mostró contracciones de anuales de -6.2% y -0.4 %. Contrariamente, en el 2004 el consumo de electricidad obtuvo un incremento de 3.9 % y el PIB de un 4.2%[4].

En la Grafica 1.3 se ilustra la relación que existe entre los incrementos anuales de consumo nacional de energía y el producto interno bruto (PIB).

Gráfica 1.3 COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELECTRICA Y PIB



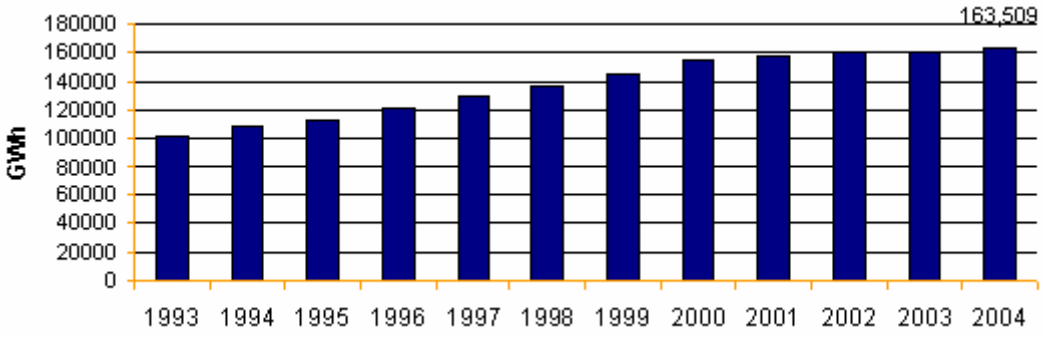
FUENTE: SENER

[4] Datos expuestos por el Banco de México (BANXICO).

El valor neto de consumo de energía eléctrica anual se calcula al sumar le energía producida por el sector público, por autoabastecimiento y cogeneración como sector privado, y la energía proveniente de importaciones. A este valor se resta la energía que se pierde durante la generación, transmisión y distribución y la que se destina a usos propios y cargas remotas. Así, en el año 2004 la generación bruta por parte del sector público fue de 207,018 GWh, del sector privado de 9,112 GWh y la energía proveniente de las importaciones de 71.7GWh; por otra parte, las pérdidas durante la generación ascendieron a 34,901 GWh, la energía destinada a usos propios de generación, transmisión y distribución fue de 10,514 GWh, y como abastecimiento a cargas remotas se utilizo 7,862GWh. Por consiguiente, la energía consumida neta para el año de 2004 fue de **163,509 GWh**, de los cuales el sector industrial consumió el 59.1%, el residencial 24.9%, el agrícola 4.26%, el comercial 7.89% y el restante 3.84% al sector de servicios.

La evolución del *consumo neto de energía eléctrica* durante el periodo comprendido entre los años de 1993 y 2004 se muestra en la Gráfica 1.4.

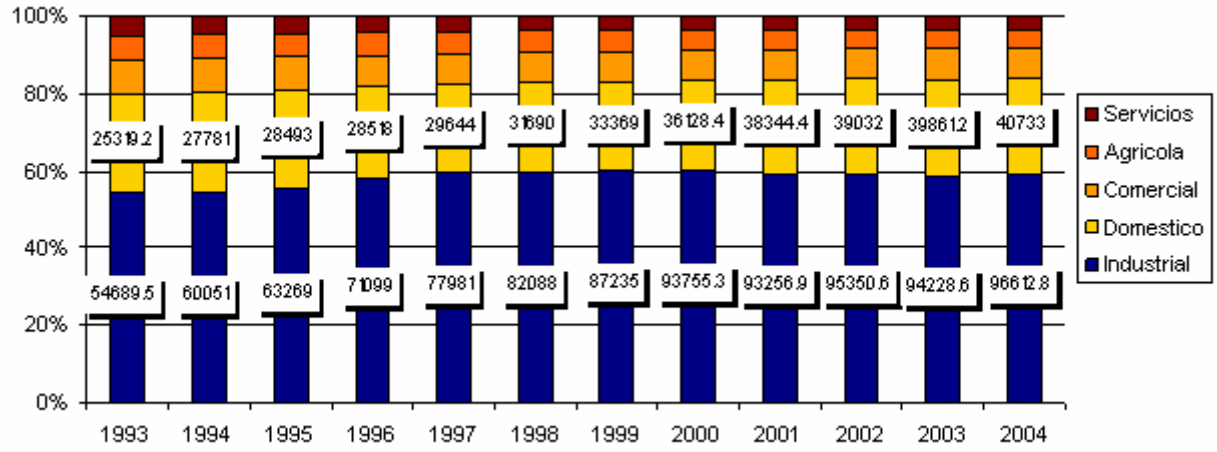
Gráfica 1.4 INCREMENTOS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1993 – 2004



FUENTE: **SENER**.

En la Gráfica 1.5 se muestra la distribución del consumo neto de energía eléctrica por sector durante el periodo comprendido entre 1993 y 2004.

Gráfica 1.5 VENTAS DE ENERGÍA POR SECTOR 1993 – 2004



Año	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total GWh	101,277	109,533	113,366	121,573	130,254	137,209	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,509
Incremento	-	8.15	3.49	7.24	7.41	5.34	5.67	7.14	1.19	1.90	0.11	1.95

FUENTE: **SENER**.

1.2 ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 10 AÑOS

El tiempo de construcción de los proyectos determina una de las características principales de un sistema eléctrico. En promedio, desde la planeación hasta su entrada en operación, una central de generación eléctrica se construye en cuatro años. Esto obliga a que las decisiones necesarias para abastecer futuras demandas sean hechas con años de anticipación.

En base a las necesidades eléctricas del país se debe planear un incremento de la oferta eléctrica. Este incremento se sustentará en supuestos económicos proyectados para los próximos 10 años, así como en escenarios alternos. Los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica se elaboran con base en modelos *econométricos sectoriales*[5] y estimaciones regionales. Las tendencias de cada uno de los sectores productivos se estiman de acuerdo a las observaciones históricamente registradas, así como también a la evolución de los diferentes sectores. Los principales supuestos son:

a) Escenarios Macroeconómicos

Se establecen tres escenarios de crecimiento económico (planeación, alto y moderado) para el periodo 2005-2014, los cuales consideran un comportamiento cíclico de la economía. Cabe señalar que las estimaciones del consumo de energía eléctrica consideran tanto la energía suministrada por el sector público (CFE, LFC y PIE´s), como la energía suministrada por los particulares (autoabastecimiento, cogeneración e importación). Los escenarios se definen de la siguiente manera:

- **Planeación:** Considera una tasa media de crecimiento del PIB de 4.7%. Este escenario se utiliza como base. A partir de estas estimaciones se planea la expansión de capacidad del sistema eléctrico nacional
- **Alto:** Estima una tasa media de crecimiento del PIB de 5.6%.
- **Moderado:** Se calcula que la economía crecerá a una tasa de 3.2%.

b) Precios de Electricidad

Los precios de la electricidad están en función de los escenarios macroeconómicos anteriormente mencionados, así como de las políticas de subsidios que el Gobierno Federal ponga en marcha en los siguientes años. De igual manera estarán sujetos a sus componentes como son el precio de los combustibles y la inflación.

c) Precio de los Combustibles

El precio de los combustibles fósiles determina una parte significativa del costo de la producción. Se considera el mismo pronóstico de consumo de crudo, petrolíferos y gas natural en los tres escenarios, en términos de dólares por unidad física. La diferencia en cada uno de los escenarios radicará en la inflación y tipo de cambio.

d) Supuestos de Población y Vivienda

Se considera el crecimiento de la población para los próximos diez años estimado por el Consejo Nacional de Población (CONAPO). De esta manera, se espera que el ritmo de crecimiento anual de la población sea de un 1.1% y un 3.3% anual en vivienda para la siguiente década.

e) Proyectos de Autoabastecimiento y Cogeneración

Las estimaciones de cogeneración y autoabastecimiento se determinan por un grupo de trabajo coordinado por la SENER. En este apartado se consideran los proyectos con mayor factibilidad; estos deben de ser incluidos en los pronósticos de expansión del SEN.

f) Otros Supuestos

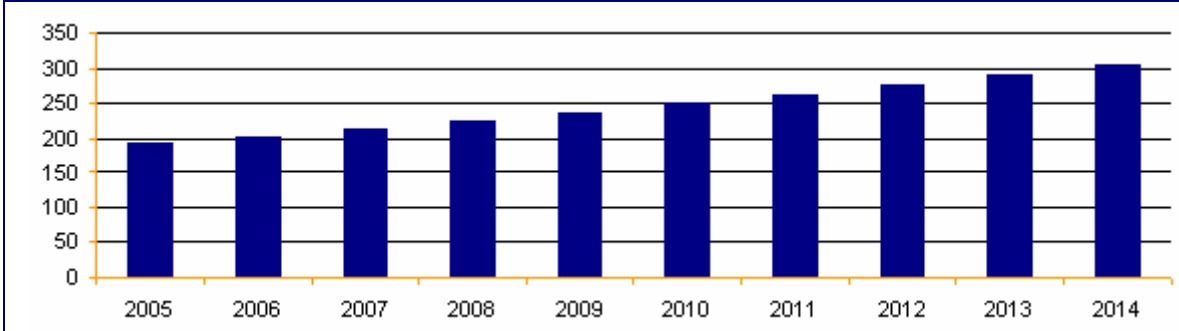
De igual manera se consideran las variables de eficiencia energética, horizonte de mejora tecnológica en los sectores residencial, comercial e industrial con la introducción y difusión de diversos equipos y dispositivos de iluminación, así como a los efectos del ahorro de energía tales como el horario de verano.

[5] Vincula la evolución de la demanda y las ventas sectoriales con indicadores de la actividad económica, demográfica y con los precios de los energéticos utilizados en la generación eléctrica.

1.2.1 CONSUMO Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA

En los últimos diez años, el consumo nacional de electricidad ha mostrado una tasa media anual de crecimiento del orden de 4.5% ubicándose en 183.9 TWh en 2004 (incluye 20.4 TWh de consumo autoabastecido). Por otro lado, el pronóstico de consumo nacional de electricidad para el periodo comprendido del 2005-2014 presentará una tasa de crecimiento promedio del 5.2%, y al año 2014 obtendrá un nivel cercano a los 305.1 TWh. Gráfica 1.6.

Gráfica 1.6 ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO DE CONSUMO DE ENERGÍA ELCÉTRICA 2005 – 2014
TWh



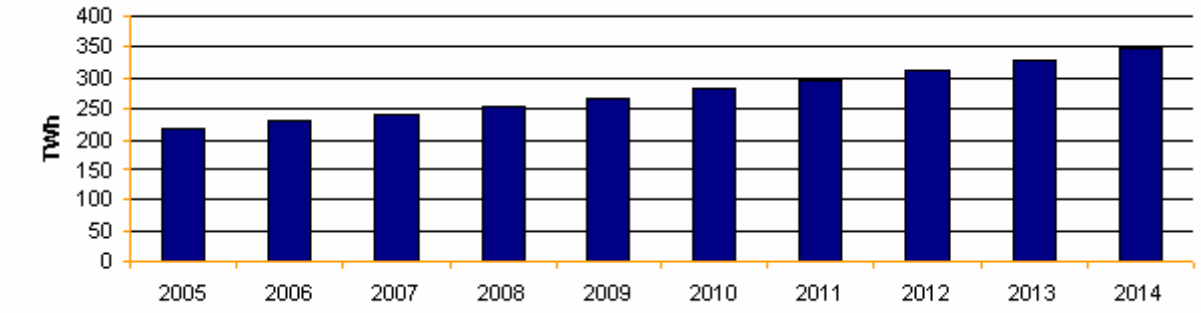
Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Total	192.10	203.3	213.70	224.90	237.10	249.90	262.70	276.40	290.00	305.10
Autoabastecimiento	20.6	20.7	21.1	21.1	21.1	23.3	25.1	25.1	25.1	25.1
Servicio Público	171.5	182.6	192.6	203.8	216.0	226.6	237.6	251.3	264.9	280.0
Incremento %	4.45	5.83	5.11	5.24	5.42	5.39	5.12	5.21	4.92	5.2

FUENTE. SENER

El sector industrial será el de mayor importancia al consumir el 62% de la energía en el año 2014. Se prevé que la dinámica de crecimiento de la mediana industria será de 5.7% y para la gran industria de 6.4% a lo largo del periodo.

La generación bruta alcanzó niveles de 208.6 TWh en 2004, y se espera que la tasa anual de crecimiento de generación de electricidad para el periodo comprendido entre 2005 y 2014 será de 5.3%, según los escenarios de planeación del consumo de energía eléctrica anteriormente expuestos, situando la generación bruta en un nivel cercano a los 348.2 TWh para el al año 2014. Gráfica 1.7

Gráfica 1.7 ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2005 – 2014



Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TWh	218	229.55	241.72	254.53	268.02	282.23	297.18	312.94	329.53	348.20
Incremento %	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3

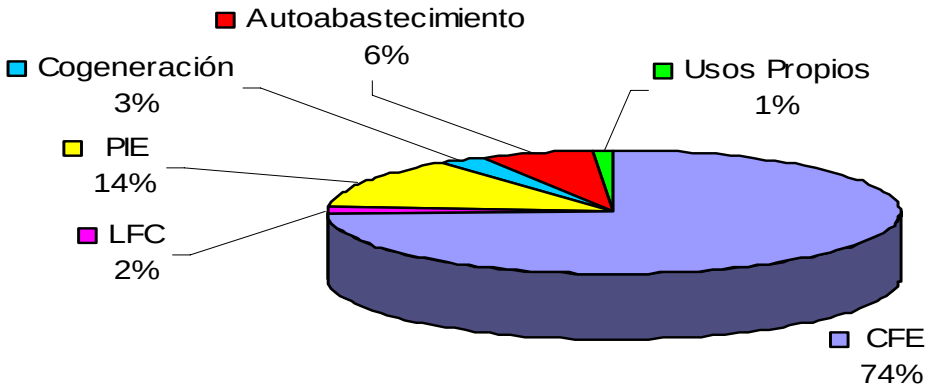
FUENTE: CFE , DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO 2005-2014, SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN.
Únicamente se refiere al Servicio Público

1.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO.

En la actualidad, como anteriormente se explicó, el sistema de generación de energía eléctrica en México esta compuesto de dos principales modalidades que son el sector público y el sector privado.

La capacidad instalada del sector público al 30 de junio del 2005 ascendió a 46,964 MW. Esta se distribuye de la siguiente manera: el 74.4% corresponden a CFE, 1.7% a LFC, 13.6% productores independientes de energía, 6.3% autoabastecimiento, 2.9% cogeneración y el 1.2% restante a usos propios continuos. Gráfica 1.8.

Gráfica 1.8 DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SECTOR PUBLICO AL AÑO 2005



FUENTE: CFE

La capacidad efectiva de generación por parte del servicio público, considerando adiciones, modificaciones y retiros, en el 2005 registró 197 centrales con un total de 638 unidades. Cabe mencionar que durante los últimos 5 años han ingresado a operación comercial 26 nuevas centrales generadoras (8,866 MW).

En la Tabla 1.7 se desglosan los incrementos concernientes a CFE en los últimos 5 años.

Tabla 1.7 ADICION DE CENTRALES ELECTRICAS DE LA CFE

TIPO DE OBRA	CENTRAL	TIPO DE CENTRAL	UNIDADES	TIPO DE UNIDADES	CAPACIDAD MW	TOTAL
Ingreso a Operación Comercial	Los Azufres	ER	4	ER	26.75	**107**
	El Sauz	CC	1	CC	128	**128**
	San Lorenzo Potencia	TE	2	TG	133	**266**
	Pte. A. López Mateos	TE	1	TG	163	**163**
	Manuel M. Torres	HE	1	HE	300	**300**
	Guerrero Negro II	CD	3	CD	3.6	**10.8**
	Baja California Sur I	CD	1	CD	1	**38**
Recuperación en Capacidad	Itzicuaro	HE	--	--	--	**0.002**
Disminución en la Capacidad	La villita	HE	--	--	--	**15**
	Tirio	HE	--	--	--	**0.004**
Baja en unidades	Guerrero Negro	HE	1	--	--	**1**

FUENTE. SENER. CC Ciclo Combinado. ER. Energía Renovable TG. Turbogas.
TE. Termoeléctrica Convencional. CD. Central Diesel HE. Hidroeléctrica.

Los Productores Independientes de Energía lograron su incremento en la capacidad efectiva de generación al ingresar las siguientes centrales en la modalidad de Ciclo Combinado. Tabla 1.8.

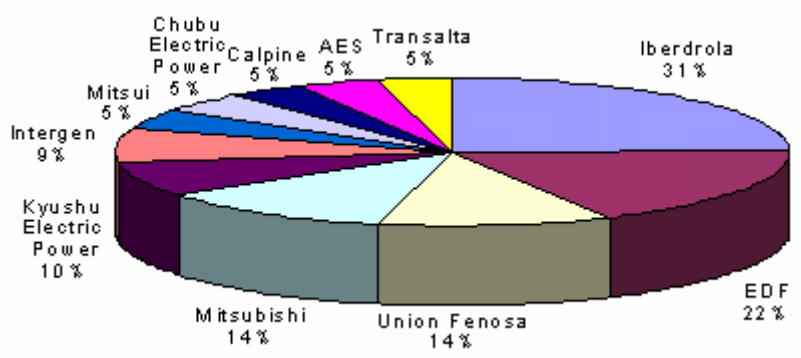
La producción de energía por parte de los PIE's alcanzó un 14% del total de generación en 2004. La distribución porcentual de esta producción entre las distintas compañía se indica en la Gráfica 1.9.

Tabla 1.8 ADICIONES DE CENTRALES CICLO COMBINADO POR PARTE DE PIE

TIPO DE OBRA	CENTRAL	UNIDAD O MODULO	CAPACIDAD MW
Ingreso a operación Comercial	Chihuahua II	1	259
	Naco Nogales	1	258
	Altamira III y IV	2	1036
	Río Bravo III	2	495
Recuperación de Capacidad	Hermosillo	--	12.7
Disminución en la capacidad	El Bajío (El Zaus)	--	14.7

FUENTE. SENER

Gráfica 1.9 PARTICIPACIÓN DE COMPAÑIAS PRODUCTORAS INDEPENDIENTES DE ENERGÍA



FUENTE: CFE.

Gracias a la expansión del sistema eléctrico nacional, en los últimos años se cuenta con un 96% de cobertura eléctrica en el país, contribuyendo esto a mejorar las condiciones de vida de todos los habitantes[6].

1.4 CONFORMACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD REAL Y RESERVAS.

1.4.1 DESPACHO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El despacho del SEN se establece bajo criterios que determinan la asignación de unidades y el esquema de generación tomando en cuenta los criterios de confiabilidad, disponibilidad de los elementos del sistema de potencia (generadores y red de transmisión), aportaciones, disponibilidad hidráulica, eficiencia de los procesos termoeléctricos, precios y disponibilidad de combustibles e inflexibilidades del sistema, todo con el fin de minimizar el costo variable de operación.

A continuación se presentan los criterios de confiabilidad y seguridad que se establecen para la operación del sistema eléctrico en los diferentes estados a que pueda estar sometido.

1.- ***Estado Operativo Normal.*** El sistema eléctrico se opera con suficientes márgenes de reserva en generación, transmisión y transformación, cumpliendo con el criterio de seguridad.

2.- ***Estado Operativo de Alerta.*** Se presenta cuando los márgenes de reserva son inferiores a los establecidos en la frontera entre el estado normal y alerta. La ocurrencia de una contingencia sencilla podría provocar, aún siendo estable, la operación del equipo fuera de sus límites de diseño.

3.- ***Estado Operativo de Emergencia***. Estado de operación en el cual no se tienen adecuados márgenes de reserva. Se opera al sistema fuera de los límites de seguridad.

Así pues, se definen criterios en la generación y en las redes de transmisión para cumplir con los lineamientos operativos de seguridad, calidad y continuidad.

[6] Se estima que en la República Mexicana, hay cerca de 5 millones de personas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica, debido a que viven en poblaciones muy aisladas y con un alto grado de marginación. CFE 2005

Como c*riterio fundamental* se establece que el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), deberá ser operado con márgenes adecuados de reserva para que, ante la contingencia, no existan problemas de estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, ni riesgo de operación del equipo fuera de sus límites de diseño. Atendiendo particularmente a la generación, los criterios son definidos dentro de los esquemas de control y operación.

1.4.2 CONTROL Y OPERACIÓN EN EL ESQUEMA DE GENERACIÓN.

Una operación confiable del Sistema Eléctrico en el balance carga-generación, requiere una capacidad de generación rodante y disponible en cualquier instante que garantice una frecuencia dentro de la banda de calidad programada, que satisfaga las variaciones de la demanda y que evite la operación de los turbo generadores fuera de los límites de diseño ante una contingencia de perdida de generación.

Se entiende por *reserva rodante* a la reserva en los generadores sincronizados y a la venta de energía no firme que pueda ser interrumpida sin previo aviso.

Por otro lado, la *reserva fría* queda establecida por la generación que pueda ser conectada en un lapso menor o igual a 10 minutos, carga que se pueda interrumpir en un lapso menor o igual a 10 minutos y a la compra de capacidad firme.

A la adición de la Reserva Rodante y la Reserva Fría se le denomina r*eserva operativa de potencia real*. El Sistema Eléctrico Nacional debe operarse siempre con una reserva mínima operativa de potencia real, la cual deberá satisfacer:

a) Reserva rodante que responda al control automático de generación para proporcionar un margen suficiente de regulación en tiempo real. Considerará la razón de cambio normal de la demanda, comportamiento de cargas de horno de arco eléctrico, así como el no incursionar fuera de los límites de diseño del equipo ni en la operación del primer paso de corte de carga por baja frecuencia y ante el disparo del mayor generador.

b) Reserva fría suficiente para restablecer la frecuencia en la banda programada de calidad en un tiempo $\leq$ 10 minutos ante la pérdida de capacidad de generación.

Durante la ocurrencia de cualquier evento en el que se haga necesario el uso de la reserva operativa, esta se debe distribuir en el sistema eléctrico tomando en cuenta el uso efectivo de la capacidad en condiciones de emergencia, el tiempo requerido para hacer efectiva dicha capacidad, las limitaciones de transmisión, los requerimientos locales de las áreas y costos de producción. Después de tal evento, la reserva operativa debe ser restablecida tan pronto como sea posible.

1.4.3 DISPONIBILIDAD DE CENTRALES GENERADORAS

Cumplir con los esquemas y principios de Confiabilidad y Seguridad en el SEN por parte de la generación, obligan contemplar programas de mantenimiento aunados con la capacitación del personal encargado de la administración y la operación de los medios de producción. Esto permitirá mantener los valores de los principales indicadores de comportamiento del sistema de generación dentro de los estándares internacionales.

Uno de los indicadores de mayor importancia es, sin duda, la *disponibilidad de las unidades generadoras*. Al respecto, al cierre del año 2004, se obtuvo un valor de 83% para las unidades térmicas base, mientras que para las unidades hidroeléctricas fue de 88.20%.

La disponibilidad de las unidades generadoras es función principalmente de los mantenimientos programados, salida por falla y causas ajenas.

Las acciones de operación y mantenimiento corresponden a mejoras permanentes en las centrales generadoras y consisten en:

a) La aplicación de un mantenimiento preventivo y predictivo.

b) Sistemas de aseguramiento continúo de la eficiencia y régimen térmico.

c) Seguimiento de las acciones para lograr las metas de seguridad del personal.

d) El logro de los costos mínimos de generación.

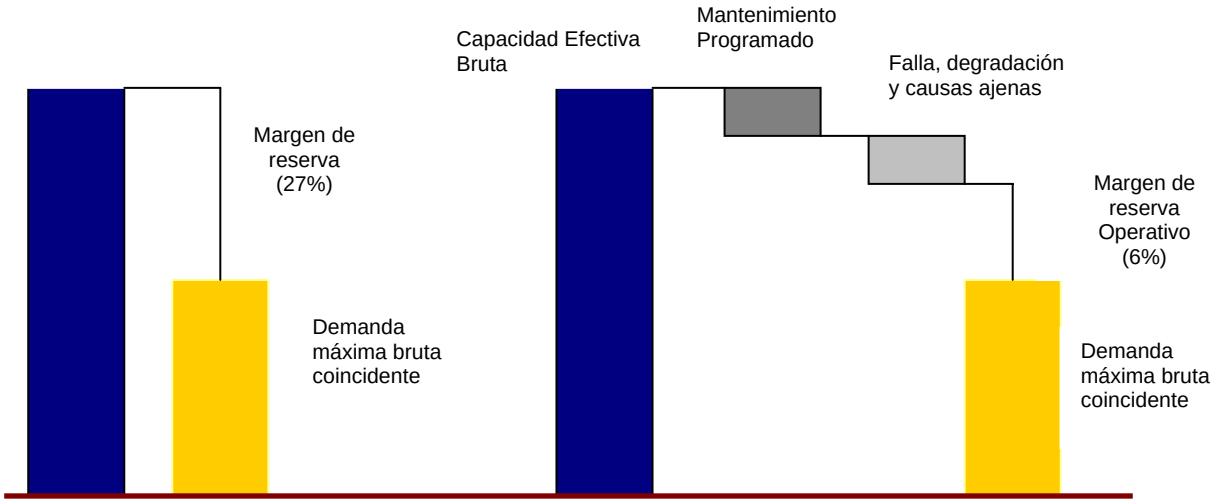
1.4.4 CAPACIDAD DE RESERVA.

Como ya se menciono, la confiabilidad del SEN depende, entre otros factores, de la capacidad de reserva. La importancia de este indicador radica en que la energía producida por las centrales generadoras debe ser consumida al instante mismo de la generación dado que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes magnitudes, por lo cual se dispone de un margen de reserva entre la generación y la demanda que garantice el suministro del fluido eléctrico. Este margen de reserva debe considerar las salidas de las centrales por mantenimiento, falla, fenómenos climatológicos, entre otros.

El margen de reserva se establece como la diferencia entre la capacidad bruta de generación y la demanda máxima coincidente, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente. Para determinar el margen de reserva puede optarse por dos métodos de estimación, el probabilístico, que radica en el costo de falla, o el determínistico, soportado en los valores estadísticos de la disponibilidad de las centrales y/o el comportamiento de la carga por estación anual.

Por otra parte, *el margen de reserva operativo* se define como la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente, expresada en porcentaje de este ultimo valor. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.

El Sistema Eléctrico Mexicano optó por el método determínistico, estableciendo un margen de reserva de 27% y un margen de reserva operativo de 6%. En la siguiente figura se representa el margen de reserva y el margen de reserva operativo.



$$\text{MARGEN DE RESERVA} = \frac{\text{Capacidad efectiva bruta-Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}} \times 100\%$$

El poco embalse en las presas de las centrales hidráulicas, el factor de planta del 80% en las centrales térmicas y la falta de mantenimiento provocado por la disminución en el presupuesto, han inducido que el margen de reserva haya disminuido en los últimos años ubicándolo por debajo de los límites establecidos.

En la Tabla 1.9 se observan los valores del *margen de reserva* y *margen de reserva operativo* para el periodo comprendido entre los años de 1993 y 2004.

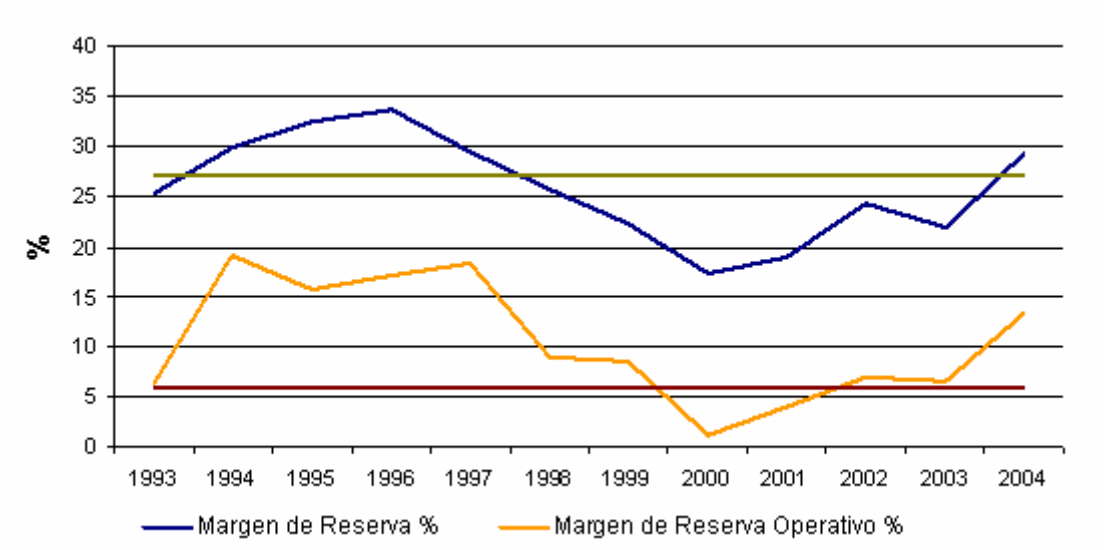
Tabla 1.9 MARGEN DE RESERVA Y MARGEN DE RESERVA OPERATIVO 1993 – 2004

Año	Capacidad Efectiva Bruta MW *	Capacidad Efectiva Disponible MW	Demanda Máxima MWh/h	Capacidad de Reserva	Margen de Reserva %	Margen de Reserva Operativo %
1993	23439	18740	17,535	5,904	25	6.4
1994	26574	23046	18,648	7,926	30	19.1
1995	28272	22687	19,109	9,163	32	15.8
1996	30202	24174	20,017	10,185	34	17.2
1997	30252	26164	21,367	8,885	29	18.3
1998	29839	24400	22,205	7,634	26	9.0
1999	30380	25778	23,596	6,784	22	8.5
2000	30492	25514	25,207	5,285	17	1.2
2001	31617	26738	25,660	5,957	19	4.0
2002	34493	28126	26,152	8,341	24	7.0
2003	35133	29374	27,433	7,700	22	6.6
2004	38560	31508	27,282	11,278	29	13.4

*La capacidad corresponde al mes de la Demanda Máxima Coincidente

En la Gráfica 1.9 se ilustra el Margen de Reserva y el Margen de Reserva Operativo a lo largo del periodo comprendido entre 1993 y 2004.

Gráfica 1.9 MARGEN DE RESERVA Y MARGEN DE RESERVA OPERATIVO 1993 – 2004



CAPÍTULO 2

PANORAMA GENERAL DE LOS ENERGÉTICOS EN MÉXICO.

La soberanía de una Nación es la facultad que ésta tiene a través de un gobierno de decidir libremente, de acuerdo con sus intereses, el destino y uso de su riqueza. Sin energía, un país no puede producir todos los bienes y servicios que su población demanda, ni aumentar constantemente su producción.

En el mundo contemporáneo, por la interacción económica, financiera y tecnológica entre empresas y países, llamada globalización, la soberanía debe entenderse como la capacidad para decidir libremente como participar en esa interacción. Es por ello que un país con soberanía energética significa un país con suficiente energía generada.

La industria energética nacional constituye un importante patrimonio que debe impulsarse para que contribuya al desarrollo nacional. En este campo es inaceptable ceder soberanía. Este patrimonio es de la Nación y de los mexicanos que han hecho posible históricamente la existencia de estas conquistas colectivas. Por lo tanto, es inaceptable cualquier modalidad de privatización, lo que se requiere es de una Política Energética.

La industria energética de México constituye una importante infraestructura para el desarrollo económico y social del país, así como una fuente sobresaliente de ingresos para el Estado y base fundamental para sustentar un proyecto de Nación soberana e independiente. Conviene fortalecerla, tanto en los aspectos de la producción como de la investigación y desarrollo, para preservar los recursos actualmente disponibles y prepararse para el futuro, pues es previsible una severa crisis energética mundial antes de 50 años.

Las fuentes de energía son aquellas que producen un trabajo útil directamente o por medio de una transformación. Se clasifican en primarias y secundarias.

La Energía primaria corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Estos recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios.

La Energía Secundaria son energéticos derivados de las fuentes primarias obtenidos en los centros de transformación con características específicas para su consumo final. Estos productos son el coque, gas licuado de petróleo, gasolinas, naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos derivados de los hidrocarburos, gas natural y electricidad.

En este capitulo se analizará la situación actual en la que se encuentran las principales fuentes de energía en nuestro país tales como: gas natural, petróleo, carbón mineral, nucleoenergía, hidroenergía, bioenergía, energía solar y eólica.

2.1 PETRÓLEO

El petróleo se genera a partir de la descomposición de organismos de origen vegetal y animal depositados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas. De tal suerte, el petróleo es un compuesto químico que, en términos generales, está conformado por átomos de carbono, en una proporción de entre 76 y 86 por ciento, y átomos de hidrógeno, en proporciones que oscilan entre el 10 y el 14 por ciento; en menor medida, contiene proporciones de heterocompuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. La palabra petróleo proveniente del latín *petroleum* (*petra* = piedra y *oleum* = aceite) y significa aceite de piedra.

Existen diversos tipos de petróleo de acuerdo con su densidad, la cual se expresa en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute), mejor conocida como grados API. Bajo esta lógica, el petróleo se clasifica en: extrapesado, cuando su densidad es menor a 10° API; pesado, cuando se ubica entre 10.1 y 22.3 ° API; mediano, cuando está entre 22.4 y 31.1 ° API; ligero, entre 31.2 y 39 ° API; y superligero, cuando tiene una densidad superior a los 39 ° API. En México, para propósitos comerciales y asegurar el valor económico de los hidrocarburos, se vende nacional e internacionalmente aceites crudos, generalmente mezclas de aceites de diferentes densidades como se muestra en la siguiente la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS MEZCLAS DE ACEITES MEXICANOS

Tipo de aceite	Clasificación	Densidad (°API)
Maya	Pesado	22
Istmo	Ligero	32
Olmeca	Superligero	39

En México, PEMEX es la empresa encargada de aprovechar y explotar los recursos petrolíferos. Para ello se divide en cuatro ramas:

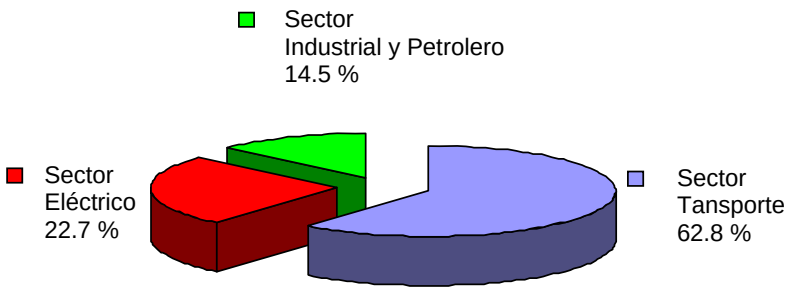
- ✓ PEMEX Refinación: Encargada de los procesos industriales de refinación, elaboración de productos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano.
- ✓ PEMEX Gas y Petroquímica Básica: Se encarga del procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como del transporte, comercialización y almacenamiento de sus productos.
- ✓ PEMEX Petroquímica: Elabora, comercializa y distribuye productos para satisfacer la demanda del mercado a través de sus empresa filiales y centros de trabajo. Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas de Petróleos Mexicanos.
- ✓ PEMEX Exploración y Producción (PEP): Sus actividades principales son la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización de primera mano.

Los actuales esquemas de refinación que presenta PEMEX, las características de los procesados, el desarrollo tecnológico automotriz, la infraestructura de distribución y las especificaciones oficiales de emisiones, han sido insuficientes debido a que México ha tenido una tendencia creciente de importación en el caso de la gasolina (como ya todos bien sabemos debido al marcado incremento del parque vehicular a partir de 1997), le siguen el coque de petróleo y el combustóleo. Es por ello que las acciones que tome PEMEX Refinación serán un reto, ya que se requieren de cuantiosas inversiones y decisiones tecnológicas y operativas que permitan satisfacer la mayor parte del mercado creciente de demanda. Mientras tanto se seguirá observando un déficit respecto a la demanda de combustibles.

2.1.1 DEMANDA NACIONAL DE PETROLÍFEROS

Durante el 2004 la demanda de petrolíferos en México se ubicó en 1,358.7 miles de barriles de petróleo crudo equivalente (mbdpce)[1]. El sector transporte fue el de mayor consumo con el 62.8 % (853.5 mbdpce), siguiéndole el sector eléctrico con una participación del 22.7 % (308.39 mbdpce), y por último el industrial y el petrolero representaron de manera conjunta el 14.5 % (196.81 mbdpce). (Gráfica 2.1)

Gráfica 2.1 DEMANDA NACIONAL DE PETROLÍFEROS EN EL AÑO 2004
1,358.7 mbdpce



FUENTE: Secretaría de Energía

En la demanda nacional de combustibles, las gasolinas destacaron por su mayor consumo, el cual ascendió en el año antes mencionado a 527.7 mbdpce, volumen equivalente al 38.8% de participación nacional. El combustóleo contribuyó con 405.4 mbdpce (29.8%), diesel, turbosina y coque de petróleo con 424.5 mbdpce (31.2%). En el caso del combustóleo, como consecuencia de un mayor uso del gas en sectores como el eléctrico, la demanda interna ha mostrado un decremento al pasar de 369 mbdpce en 2002 a 314.0 mbdpce en el 2003

2.1.2 PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETROLÍFEROS

La capacidad de procesamiento de crudo y la infraestructura disponible para la obtención de petrolíferos se basa en una operación orientada a la obtención de productos de alta calidad y valor que permita obtener una mayor rentabilidad de las inversiones. Ante esto, PEMEX refinación ha orientado sus esfuerzos para modernizar su capacidad de procesamiento de crudos pesados, así como también en incrementar la capacidad de conversión de productos de mayor valor económico que coadyuven a mejorar la rentabilidad de sus activos y al cumplimiento de la normatividad en materia de protección ambiental.

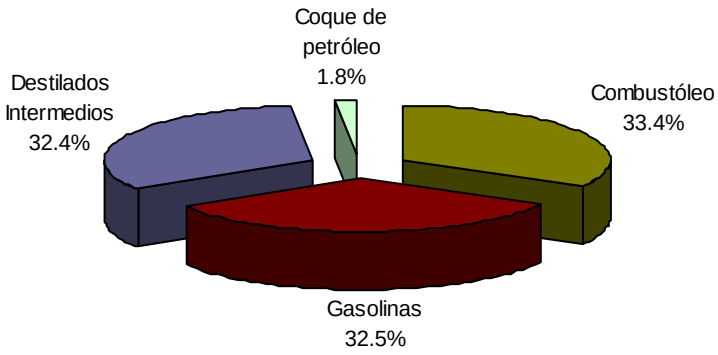
La puesta en operación de las plantas coquizadoras de Cadereyta y Madero en 2003, permitió incrementar de manera conjunta el procesamiento adicional de crudo pesado en 40.0 mbd. De esta manera y con las medidas adoptadas para elevar la eficiencia operativa, en el 2004 el Sistema Nacional de Refinación (SNR) tuvo una producción de 1,188.6 mbdpce, obteniendo el combustóleo la mayor participación con una producción de 397 mbdpce, lo que equivale al 33.4 % de la producción nacional. Las gasolinas contribuyeron con el 32.5% (386.2 mbdpce), los destilados intermedios con el 32.4% (385.1 mbdpce), y el coque de petróleo aportó el 1.8% restante (21.39 mbdpce). Ver Gráfica 2.2

[1] Las equivalencias para la conversión a miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente fueron las siguientes:

COMBUSTIBLE	UNIDADES ORIGINALES	UNIDADES TRANSFORMADAS	FACTOR DE CONVERSIÓN
Combustóleo	mbd	mbdpce	1.0785
Coque de petróleo no calcinado	mt	mbdpce	0.0144
Coque de petróleo calcinado	mt	mbdpce	0.0157
Diesel	mbd	mbdpce	0.9991
Gasolinas	mbd	mbdpce	0.8286
Turbosina	mbd	mbdpce	0.9675

FUENTE: IMP, Pemex

Gráfica 2.2 PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETROLÍFEROS 2004
1,188.6 mbdpce



FUENTE: Secretaría de Energía

2.1.3 BALANCE NACIONAL

A partir del 2001, debido a la mejora de la capacidad de procesamiento de crudo y a las plantas de conversión de residuales, se comenzó a observar una disminución paulatina en las importaciones de combustibles. En el año 2003 las importaciones de 180.6 mbdpce contrastaron con el total de 229.1 mbdpce obtenidas en el año en el 2002, sin embargo, para el año 2004 las importaciones presentaron un incremento de 16.8 mbdpe, dando un total de 197.4 mbdpce. El aumento de las importaciones para este año se debió a que la oferta nacional no logro satisfacer el crecimiento de la demanda.

En orden de importancia, los combustibles provenientes del exterior tuvieron el siguiente comportamiento volumétrico al cierre del año 2004: gasolinas con 143.9 mbdpce, combustóleo con 19.1 mbdpce y el resto de los combustibles con 34.4 mbdpce. Por otra parte, las exportaciones promediaron 17.8 mbdpce, mostrando una disminución de 17.5 mbdpce respecto al 2003.

Dado lo anterior, respecto a la oferta nacional de combustibles, en el año 2004 PEMEX proporcionó el 87.5% de la demanda interna, lo que significo una baja respecto al 2002 donde la participación fue del 89.1%.

En la Tabla 2.2 se muestra el comportamiento del mercado nacional de petrolíferos para el período de 1994 a 2004.

Tabla 2.2 BALANCE NACIONAL PETROLÍFEROS 1994 – 2004 (mbdpce)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca
TOTAL	**1,325.3**	**1,223.7**	**1,250.0**	**1,333.3**	**1,417.5**	**1,397.8**	**1,427.3**	**1,409.3**	**1,365.9**	**1,354.5**	**1,386.0**	**0.6**
Producción Nacional	1,171.7	1,128.1	1,131.6	1,116.8	1,174.6	1,130.6	1,104.4	1,129.9	1,136.9	1,173.9	1,188.6	0.1
Importación	153.7	95.6	118.4	216.5	242.8	267.1	322.9	279.4	229.1	180.6	197.4	2.5
Demanda Nacional	1,273.5	1,171.1	1,212.6	1,292	1,359.3	1,336.5	1,384.1	1,372.5	1,312.5	1,318	1,358.7	0.6
Exportación	37.8	51.4	27.5	20.4	25.9	26.3	15.1	22.4	46.6	35.3	17.8	-7.2
Variación de inventarios y diferencia	14.1	1.1	10	21	32.4	35	28.1	14.3	6.8	1.2	9.5	

tmca: tasa media de crecimiento anual
Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

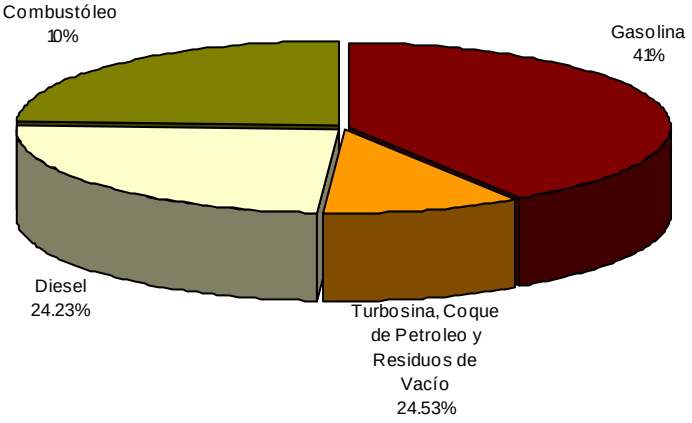
2.1.4 ESCENARIO ESPERADO DE LOS PETROLÍFEROS

2.1.4.1 DEMANDA NACIONAL DE PETROLÍFEROS 2004-2014

El pronóstico de la demanda de petrolíferos contempla un escenario base y dos alternativos (alto y moderado). Las variables económicas que se consideran en dicha proyección son las estimaciones del crecimiento del producto interno bruto (PIB), índice nacional de precios al consumidor (INPC), proyección de cotizaciones de productos petrolíferos y gas natural, tipo de cambio, y el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) vigentes.

En términos de petróleo crudo equivalente, la contribución promedio a la demanda interna de petrolíferos en el transcurso del periodo 2004-2014 mostrará el siguiente comportamiento. (Grafica 2.3)

Gráfica 2.3 DEMANDA NACIONAL PROMEDIO DE PETROLÍFEROS 2004-2014



FUENTE: IMP, con base en información de PEMEX.

Cabe señalar que el combustóleo mostrará una tendencia a la baja mientras que los residuos de vacío se empezarán a consumir en el año 2009

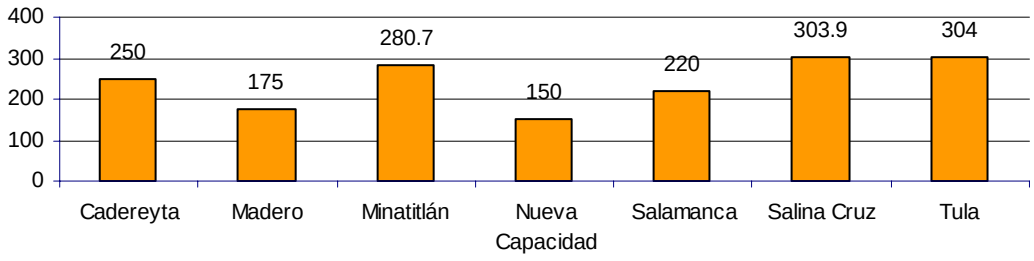
2.1.4.2 OFERTA NACIONAL 2004-2014

Los pronósticos de oferta previstos en un escenario base, donde la oferta considera un escenario de alta inversión, se sustentan en la siguiente serie de supuestos adoptados por PEMEX refinación.

- Reconfiguración de la refinería de Minatitlán 2008.
- Proyecto para el mejoramiento de la calidad de combustibles a partir de 2009.
- Modernización del tren de lubricantes en la refinería de Salamanca en 2009.
- Cogeneración en la refinería de Tula durante 2012.
- Reconfiguración de la refinería de Salina Cruz durante 2012.
- Incorporación de un nuevo tren de refinación en el año 2014.
- Incorporación de un tren de coquización en las refinerías de Salamanca en 2009 y Tula en 2012.

Bajo estos supuestos se espera obtener un volumen de refinación por refinería como se muestra en la Gráfica 2.4.

Gráfica 2.4 PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETROLÍFEROS EN PEMEX REFINACIÓN AL AÑO 2014 (mbdpce)



FUENTE: IMP con base en información de PEMEX

2.1.4.3 BALANCE NACIONAL ESPERADO 2004 – 2014

Las estimaciones de oferta y demanda base muestran que durante los próximos 10 años los proyectos de inversión serán insuficientes para satisfacer la demanda de combustibles, particularmente en el caso de las gasolinas. Así pues, mientras la demanda interna crecerá un 20% al final del periodo para ubicarse en 1630.3 mbdpce, la oferta obtendrá la cifra de 1,518.9 mbdpce. Si esto prevalece, en el año 2014 la oferta interna logrará satisfacer el 90.3% de la demanda interna.

En el caso de las importaciones de petrolíferos, estas mantendrán un promedio de 241.51 mbdpce a lo largo del período mientras que las exportaciones serán de 35.5 mbdpce en promedio. Las gasolinas serán el combustible de mayor volumen importado seguidas del coque de petróleo y combustóleo. En el caso del diesel, las adquisiciones del exterior sólo se observaran en algunos años, mientras que la turbosina registrará exportaciones a lo largo de todo el período. Ver Tabla 2.3.

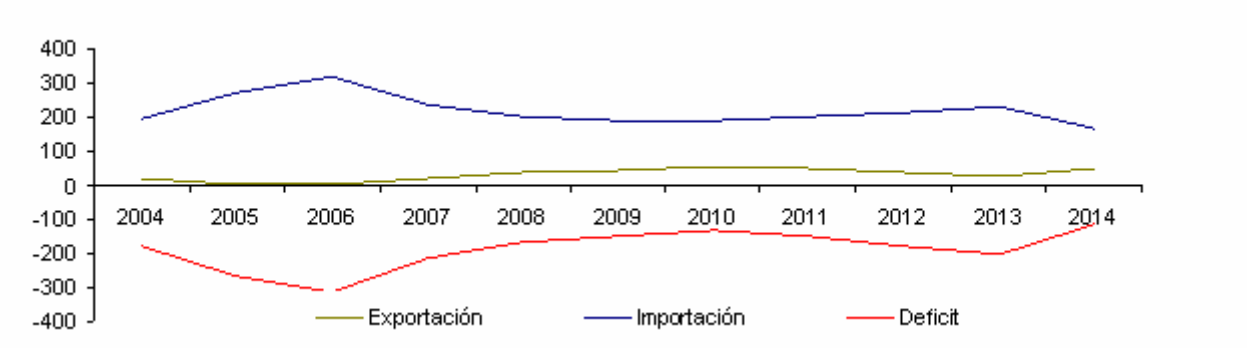
Tabla 2.3 BALANCE NACIONAL DE PETROLÍFEROS 2004 – 2014
(miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca
TOTAL	**1,386.0**	**1,427.0**	**1,461.7**	**1,490.8**	**1,515.2**	**1,556.9**	**1,574.6**	**1,589.0**	**1,591.0**	**1,608.5**	**1,682.8**	**1.7**
Producción Nacional	1,188.6	1,156.6	1,142.7	1,251.5	1,312.3	1,364.8	1,386.2	1,389.5	1,378.9	1,379.0	1,518.9	1.4
Importación	197.4	270.3	319.1	239.3	202.9	192.2	188.4	199.5	212.6	229.5	163.9	3.3
Demanda Nacional	1,358.7	1,421.5	1,456.5	1,467.5	1,478.8	1,513.7	1,516.7	1,540.6	1,555.6	1,579.5	1,630.3	1.8
Exportación	17.6	5.5	5.2	23.3	36.4	43.2	57.9	48.3	36.2	29.0	52.4	-0.8

tmca: tasa media de crecimiento anual
Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Como se puede observar en el balance nacional de petrolíferos 2004-2014, aun después de las medidas contempladas en el escenario base, el déficit de productos petrolíferos[2] mostrará niveles altos a lo largo del periodo de análisis. Gráfica 2.5.

Gráfica 2.5 COMERCIO EXTERIOR DE PETROLÍFEROS 2004-2014
mbdpce



Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Basándonos en la producción nacional en las refinerías dentro del mismo escenario y en el déficit previsto durante los años de estudio, es muy importante hacer hincapié en que México necesita urgentemente la construcción de una nueva refinería y no al final del periodo, que es como se contempla en el plan de alta inversión por parte de la oferta; además, la capacidad debe ser de por lo menos 200 mbdpce con la intención de minimizar el déficit con el que se cuenta.

Según datos del Programa Sectorial de Energía 2001-2006, esta tendría un costo aproximado de 2,000 millones de dólares.

En caso dado de que no se atienda esta necesidad inminente de inversión y sigamos exportando energía primaria e importando productos con valor agregado, se augura una probable salida de divisas por más 15,000 millones de dólares al año 2010 por importaciones netas de petrolíferos y una fuga mucho mayor por la compra de petroquímicos.

[2] Incluye: Gasolinas automotrices, combustóleo, diesel, turbosina y coque de petróleo.

2.1.5 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas de hidrocarburos se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reserva constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado. Por lo tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables.

Las reservas probadas, o reservas 1P, se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica y con una certidumbre razonable derivada del análisis de información geológica y de ingeniería. Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: a) las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión; y b) las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros.

Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen también dos tipos: 1) las reservas probables y 2) las reservas posibles. Las primeras se constituyen por aquellos volúmenes de hidrocarburos cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas 2P, por tanto, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

Las segundas, en cambio, se caracterizan por tener una recuperación comercial estimada a partir de la información geológica y de ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. Así, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Consiguientemente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles. De acuerdo con lo anterior, en México las reservas totales de hidrocarburos, 3P, al primero de enero de 2004 ascienden a 48,041 millones de barriles de petróleo crudo equivalente[3] (mmbpce), de los cuales el 41 por ciento se consideren como reservas probadas, en tanto que el 34 y el 25 por ciento corresponden, respectivamente, a las reservas probables y posibles. Véase Tabla 2.4.

Tabla 2.4 RESERVA REMANETE DE HIDROCARBUROS 2004

	RESERVAS	Petróleo Crudo Equivalente mmbpce	Crudo mmb	Condensado mmb	Líquido de Plantas mmb	Gas Seco mmbpce
1P	Probadas	18,895	14,120	477	1,443	2,855
	Probables	16,005	11,814	158	959	3,074
2P	Probadas + Probables	34,900	25,934	635	2,403	5,929
	Posibles	13,141	8,455	157	1,035	3,404
3P	Probadas + Probables + Posibles	48,041	34,389	792	3,437	9,429

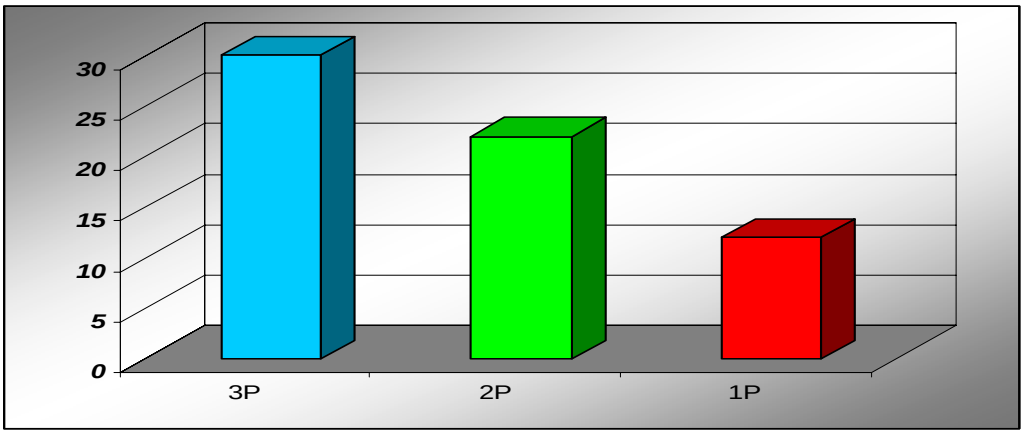
* Evaluadas con la metodología de la (SEC). mmb: Millones de barriles. mmbpce: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
FUENTE: Pemex, Marzo 2004

[3] Fuente: PEMEX Exploración y Producción, *Las reservas de hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2004*, México, 2004.

2.1.6 VIDA MEDIA DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

La relación reserva-producción, es decir, el cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2004 entre la producción de 2003, contemplando producción, precios y costos constantes, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos, es de 30 años para la reserva 3P, 22 años para la reserva 2P (probada más probable), y 12 años para la reserva 1P o probada. (Gráfica 2.6)

Gráfica 2.6 RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN



FUENTE: Balance de producción y distribución de crudo y gas enero – diciembre 2004, PEMEX Contraloría General Corporativa

Como podemos observar existe un riesgo de que el país se vuelva importador de petróleo dentro de 30 o 50 años, por tal motivo es recomendable reenfocar la política energética en la cual se aumente la eficiencia energética y asimismo evitar la futura dependencia en este solo energético.

No queremos decir que el petróleo a nivel mundial se vaya acabar, como se muestra en la Tabla 2.5, la cual nos da una idea de lo que acontece.

Esto nos lleva a pensar en la necesidad de aumentar la inversión en el área de exploración y de buscar alternativas que nos conduzcan a reducir el consumo petrolero del país.

Tabla 2.5 RESERVAS PROBADAS DE CRUDO DE LOS PRINCIPALES PAÍSES (mmb)

	PAÍS	CRUDO *
1	Arabia Saudita	259,400
2	Canadá	178,893
3	Irán	125,800
4	Irak	115,000
5	Emiratos Árabes Unidos	97,800
6	Kuwait	96,500
7	Venezuela	77,800
8	Rusia	60,000
9	Libia	36,000
10	Nigeria	25,000
11	Estados Unidos	22,677
12	China	18,250
13	México	16,040
14	Katar	15,207
15	Argelia	11,314

*incluye condensados y líquidos del gas natural.
FUENTE: México:Pemex Exploración y Producción.
Otros países: Oil & Gas Journal, 22 de diciembre, 2003

2.2 GAS NATURAL

El gas natural es un hidrocarburo conformado por metano y pequeñas cantidades de etano. Se encuentra, de acuerdo con el tipo de yacimiento, en forma gaseosa o en solución con aceite crudo, lo que origina las clasificaciones de gas no asociado y gas asociado respectivamente. Es apropiado para su utilización como materia prima. Se emplea en la petroquímica básica, donde se produce principalmente metanol y amoniaco (producto básico en la industria de los fertilizantes); asimismo, se utiliza como combustible en los sectores industrial (incluido el petroquímico), residencial y eléctrico.

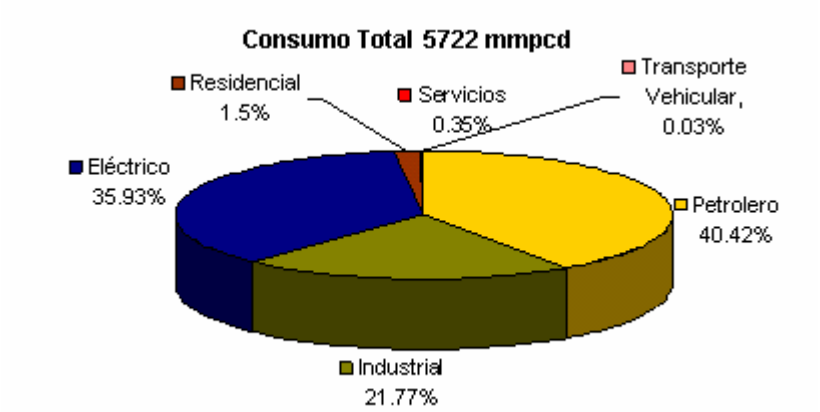
2.2.1 CONSUMO DE GAS NATURAL

El desarrollo tecnológico encaminado al uso de combustibles más limpios, eficientes y económicos, ha llevado a que el gas natural se constituya como la fuente de energía con el mayor crecimiento y penetración en todos los sectores productivos no solo en México, sino en todo el mundo. Siendo así que en el 2004 ocupo el tercer lugar a nivel mundial en energía más utilizada después del carbón y el petróleo. En este mismo año la economía mexicana creció 5.1% y el consumo de gas natural lo hizo en un 8.2 %, ubicándose en la cifra de 5,722 mmpcd (millones de pies cúbicos diarios), siendo este el mayor volumen registrado en los últimos 10 años.

A escala sectorial, los requerimientos del sector eléctrico lo ha convertido en uno de los más importantes al triplicar su consumo en los últimos 10 años; el sector industrial, incluyendo PEMEX petroquímica, mostró una recuperación de 3.2% en este último año contrastando con el año 2003, donde se presento un crecimiento de -4.1%. El sector residencial y de servicios se han comportado positivamente ante la preferencia de los usuarios por este hidrocarburo, así también el sector transporte presentó un aumento en el uso de este combustible. Finalmente, el sector petrolero alcanzo niveles de 2,313 mmpcd en el año 2004. Véase Gráfica 2.7.

Gráfica 2.7 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR 2004
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	Consumo
Petrolero	2,313
Industrial	1,246
Eléctrico	2,056
Residencial	86
Servicios	20
Transporte Vehicular	2
Total	5,722



Fuente: SENER con base e información de CFE, CRE, IMP y PEMEX

2.2.2 BALANCE DEMANDA - OFERTA 1994-2004

La demanda de gas natural ha tenido un aumento acelerado, al grado de que a partir del año 2003 se suprimieron las exportaciones para cubrir el crecimiento del consumo interno. Tal incremento en la demanda de este hidrocarburo se debe a la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado, al uso moderado del combustóleo en el sector industrial y, en menor medida, al uso de gas natural en el sector residencial y de servicios.

Así pues, la oferta nacional anual durante el periodo 1994 – 2004 creció a una tasa media anual de 4.0%, mientras que la demanda lo hizo en 5.9%. Es por esto que México depende de elevadas importaciones provenientes de E.U.A., las cuales representaron el 19.54% de la oferta en el año 2004. (Tabla 2.6)

Tabla 2.6 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 1994 – 2004 (mmpcd)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	tmca
TOTAL	**3,256**	**3,353**	**3,629**	**3,835**	**4,155**	**4,207**	**4,372**	**4,454**	**4,863**	**5,322**	**5,750**	**5.9**
Producción Nacional	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	4.0
Importación	125	173	84	109	151	168	281	380	729	995	1,124	24.5
Demanda Nacional	3,221	3,335	3,594	3,760	4,060	3,993	4,326	4,358	4,855	5,287	5,722	5.9
Exportación	19	21	36	37	32	136	24	25	4	-	-	NA
Variación de inventarios y diferencia	**15**	**-3**	**-1**	**38**	**63**	**78**	**23**	**71**	**3**	**35**	**27**	**5.8**

tmca: Tasa Media de Crecimiento Anual
mmpcd: millones de pies cúbicos diarios
NA: No Aplica
Fuente: IMP

Respecto al volumen de importaciones de México, actualmente existen 15 puntos de interconexión bajo la franja fronteriza con E,U,A, los cuales acumulan en su totalidad 3,419 mmpcd de capacidad máxima de transporte. Nueve puntos de interconexión están hechos con ductos ubicados en el estado de Texas, los cuales registraron en el año 2003 un ingreso en el volumen de importación de 732.3 mmpcd, representando el 74.5% del total importado en ese año. Véase Mapa 2.1.

Mapa 2.1 INTERCONEXIONES DE GAS NATURAL CON ESTADOS UNIDOS

Punto de internación en México	Capacidad máxima (mmpcd)
Total	**3,419**
1. Tijuana, B.C.	800
2. Mexicali, B.C.	29
3. Los Algodones, B.C.	500
4. Naco, Son.	180
5. Naco-Agua Prieta, Son.	215
6. Agua Prieta, Son.	85
7. Cd. Juárez, Chih.	80
8. San Agustín Valdivia, Chih.	312
9. Piedras Negras, Coah.	38
10. Ciudad Mier, Tamps.	425
11. Argüelles (Gulf Terra), Tamps.	85
12. Argüelles (Kinder Morgan), Tamps.	840
13. Reynosa (Tetco), Tamps.	250
14. Reynosa (Tennessee), Tamps.	350
15. Reynosa (Río Bravo), Tamps.	880

Fuente: Sener con base en CRE, IMP, PGPB y empresas privadas.



México ha incrementado su nivel de importaciones de un 3.8% en el año 1994, hasta un 19.6% al cierre del periodo, incrementando casi 8 veces el volumen importado. Lo anterior conlleva al análisis de la vulnerabilidad económica del combustible ante los incrementos de los precios ocasionados por desequilibrios recurrentes en los balances de oferta y demanda de Norteamérica.

Una de las causa por las que la importación de gas natural provenientes de Estados Unidos se han incrementado, es la localización de nuevos proyectos del sector eléctrico aunado a la demanda del hidrocarburo por parte de distribuidores y empresas industriales, todos localizados en zonas fronterizas.

Como se observa, es importante incrementar la actividad exploratoria, mejorar las tecnologías de producción y procesamiento, todo esto como medida que revierta el déficit en la demanda.

2.2.3 ESCENARIO ESPERADO DEL GAS NATURAL 2004-2014

2.2.3.1 DEMANDA ESPERADA

En los próximos 10 años se espera una tasa anual de crecimiento de 5.2%, pasando de una demanda de 5,722 mmpcd en el 2004 a 9,493 mmpcd para el año 2014, en otras palabras, la demanda de gas natural al fin del periodo crecerá en 65.9%. El consumo por sector para ese año se pronostica con un 45.4% en el eléctrico, el industrial con un 18.6%, 3.1% correspondiente en el sector residencial y de servicios, y 0.52% consumido por el autotransporte. (Tabla 2.7)

Tabla 2.7 DEMANDA DE GAS NATURAL 2004 – 2014
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca
Petrolero	2,313	2,659	2,885	2,683	2,803	2,934	2,972	3,001	2,972	2,990	3,075	2.9
Industrial	1,246	1,291	1,292	1,359	1,457	1,505	1,546	1,600	1,654	1,703	1,766	3.5
Eléctrico	2,056	2,014	2,310	2,378	2,570	2,895	3,119	3,395	3,763	4,087	4,306	7.7
Residencial	86	116	132	151	167	180	193	204	215	224	231	10.4
Servicios	20	26	31	35	39	43	48	52	57	61	65	12.8
Transporte vehicular	2	4	8	13	18	23	28	33	39	44	50	37.7
Total	**5,722**	**6,110**	**6,659**	**6,618**	**7,053**	**7,580**	**7,906**	**8,286**	**8,699**	**9,110**	**9,493**	**5.2**

tmca: tasa media de crecimiento anual
Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

2.2.3.2 OFERTA

Con el fin de incrementar los niveles de producción es prioritario continuar con la modernización de las actividades de exploración y desarrollo, avanzar en el Programa Estratégico de Gas que involucra identificar y acelerar la ejecución de los proyectos, minimizar los tiempos asociados al ciclo de exploración – desarrollo – producción de gas, reducir los costos, aumentar la eficiencia y calidad de los procesos e impulsar la mejora continua en el control de los proyectos. PEMEX basa su estrategia para el incremento en la oferta del hidrocarburo en 4 puntos: 1) reactivación de la exploración de áreas de mayor potencial, 2)enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado, 3) aprovechamiento de la producción a niveles comparables con la práctica internacional e 4) implementación de los Contratos de Servicios Múltiples.[4]

El escenario base planteado por PEMEX Exploración y Producción considera proyectos de gran importancia en cuanto a la incorporación de reservas y a la diversificación de las regiones de producción, así se espera una producción en el año 2014 de 7,378 mmpcd, de los cuales el 28.9% será aportado desde campos ya descubiertos y los nuevos desarrollos participarán con el 52.3%. Dentro de este escenario también se considera el desarrollo de nuevos proyectos, de estos los de mayor envergadura son Cantarell, Ku- Maloob – Zaap, Burgos y Programa Estratégico del Gas (PEG).

PEMEX, por medio de la adjudicación de Contratos de Servicios Múltiples, busca fortalecer la capacidad de ejecución del Proyecto Integral de la Cuenca de Burgos. La intención de esta modalidad es incrementar la producción de gas natural no asociado en la zona norte del país reduciendo así las importaciones.

2.2.3.3 COMERCIO EXTERIOR

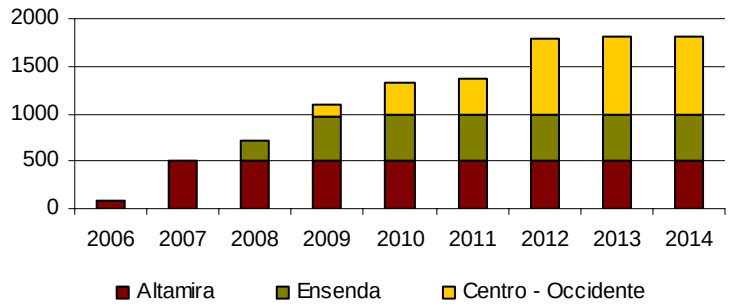
Como una medida estratégica que brinde la capacidad de poder enfrentar los riesgos por imprevistos que disminuyan el abasto de gas natural, se determino diversificar las fuentes de abastecimiento de gas natural impulsado terminales de regasificación para importar gas licuado. Ejemplo de esto es el fallo que se dio en septiembre de 2003 a favor de la construcción de una terminal GNL (gas natural licuado) que suministrará el gas desde la zona de Altamira a las plantas de CC de Altamira V, Tuxpan V y Tamazunchale. Se espera que esta terminal entre en operación en el 2006 con una capacidad de suministro de inicial de 79 mmpcd y de 500 mmpcd a partir del año 2007.

En la costa de Baja California entrara en operación una planta importadora de gas licuado a partir del año 2008 con una capacidad de 211 mmpcd, pasando en el año 2009 a una demanda de 465 mmpcd y a partir del año 2010 suministrara constantemente 500 mmpcd.

Además se prevé que a partir de 2009 se necesitará una terminal más ubicada en la costa del Pacifico Mexicano destinada al abastecimiento de centrales de CC de la región Centro – Occidente. La demanda inicial será de 125 mmpcd y llegará a 819 mmpcd al cierre de periodo prospectivo. Ver Gráfica 2.8

[4] El nuevo esquema contractual de PEMEX, llamado Contratos de Servicios Múltiples, corresponde a contratos de obra publica sobre la base de precios unitarios en los cuales PEMEX mantiene la propiedad de los hidrocarburos y de las obras ejecutadas. Este esquema simplemente agrupa, en un solo contrato, los servicios que PEMEX siempre ha contratado y el contratista recibe un pago en efectivo basado en los precios unitarios. Con estos se logra atraer capacidades adicionales de ejecución, tecnología y financiamiento.

Gráfica 2.8 IMPORTACIONES DE GAS NATURAL LICUADO 2006 – 2014
mmpcd



Fente: Secretaria de Energía

El impacto de estas terminales en el comercio exterior es importante, esto debido a que al incrementar la capacidad de oferta interna mediante GNL, las exportaciones hacia Estaos Unidos podrán reanudarse y llegar a un máximo de 1,650 mmpcd en el 2010.

2.2.3.4 BALANCE NACIONAL ESPERADO 2004-2014

Sin duda, uno de los factores que más a promovido la disminución en la demanda es el incremento del precio del gas natural, además de que la tasa de crecimiento económica ha sido menor a la esperada. El pronóstico de crecimiento de la demanda de gas natural para el periodo prospectivo 2004-2014 se redujo en 0.7 puntos porcentuales respecto al ritmo de crecimiento presentado en el periodo 1994-2004, y en 0.6% respecto al pronosticado el año anterior para el periodo 2003-2013. Así, el crecimiento promedio anual tanto para la demanda como para la oferta interna será de 5.2%, ubicando a esta ultima en un volumen de 7,704 mmpcd; por otro lado, a lo largo del periodo de análisis se derivará un incremento de casi tres veces las importaciones registrando un volumen de 2,795 mmpcd, del cual un 65.1% provendrá de gas licuado. (Tabla 2.8)

Tabla 2.8 BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 2004 – 2014
(millones de pies cúbicos diarios)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca
TOTAL	**5,750**	**6,117**	**6,666**	**7,479**	**8,376**	**9,162**	**9,555**	**9,721**	**10,273**	**10,390**	**10,499**	**6.2**
Producción Nacional*	4,626	5,185	5,631	6,075	6,825	7,301	7,469	7,553	7,582	7,570	7,704	5.2
Importación	1,124	933	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795	9.5
Demanda Nacional	5,722	6,110	6,659	6,618	7,053	7,580	7,906	8,285	8,699	9,110	9,493	5.2
Exportación	-	7	7	861	1,323	1,583	1,650	1,435	1,574	1,281	1,006	NA
Variación de inventarios y Diferencia	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**NA**

* Considera la mezcla de gas seco
tmca: tasa media de crecimiento anual
Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

Si bien el balance del mercado nacional de gas natural indica que el país, en su conjunto, seguirá siendo deficitario en el horizonte de planeación, esto no significa que habrá una caída en el potencial de producción, pero si se origina una brecha considerable con las importaciones al representar estas el 26.6% del total de la oferta nacional para el año 2014. Así, **considerando la volatilidad de los precios y el escenario mostrado en la tabla anterior, no es recomendable esta política debido a que es de alto riesgo para el país.**

2.2.4 RESERVAS DE GAS

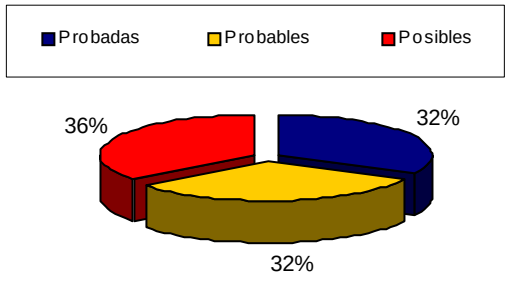
Al 1° de Enero de 2004 las reservas remanentes totales de gas natural se ubicaron en 63,892.8 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), de las cuales un 78.9% es integrado por gas asociado y un 21.1% por no asociado. En la región Norte se concentra el 61% del total de las reservas, 19.3% en la región sur y el restante 19.7% en las regiones marinas.

Del total de las reservas de gas natural, 20 740 mmmpc son considerados como Probadas, 20 474 mmmpcd como Probables y 22 679 mmmpc como Posibles.

Para el mismo año las reservas probadas de gas seco son de 14,851 mmmpc. El gas seco es un gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano y es obtenido durante el proceso del gas natural. Así pues, del total de las reservas de gas seco, 48.4% se localiza en la región sur, la región norte alberga un 24.0% y las regiones marinas contienen un 27.6%. (Gráfica 2.9)

Gráfica 2.9 RESERVA NACIONAL DE GAS NATURAL AL AÑO 2004

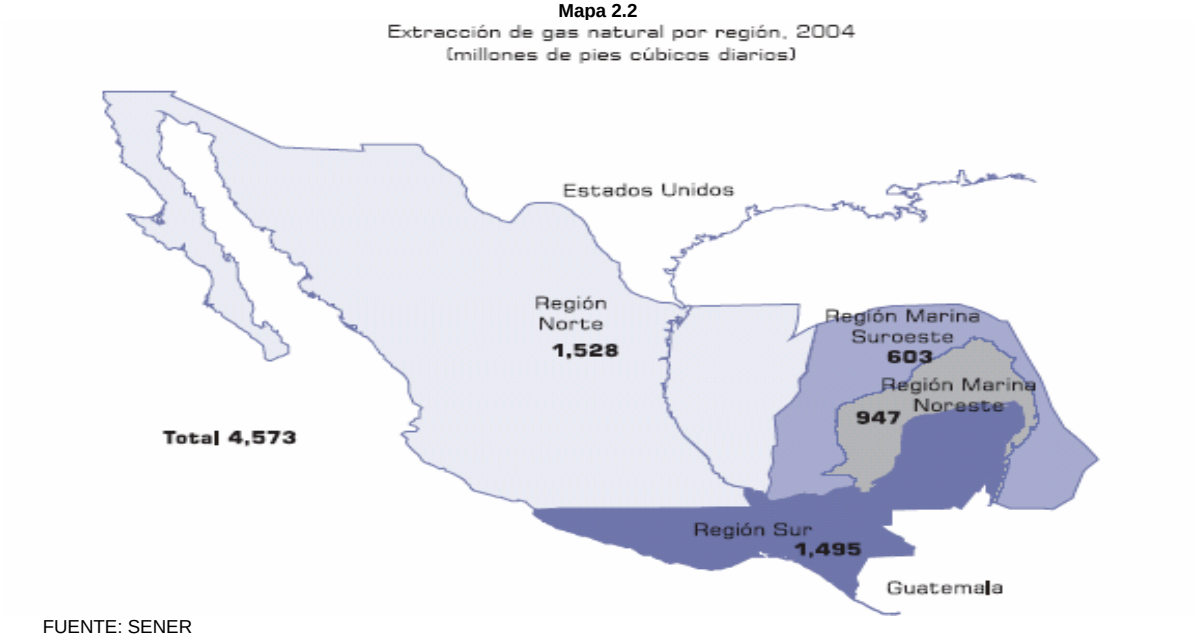
RESERVAS		Gas Natural mmmpc	Gas Seco mmmpc	Reservas Remanentes de Gas Natural 63,892.8 mmmpc
1P	Probadas	20,432.5	14,808	
	Probables	20,703.4	15,986	
2P	Probadas + Probables	41,135.9	30,794	
	Posibles	22,742.8	18,172	
3P	Probadas + Probables + Posibles	63,878.8	48,966	



FUENTE: Pemex, Marzo 2004

En el año 2004 la extracción de gas natural alcanzo un nivel de 4,573 mmpcd, mostrando un aumento de 1.7% respecto al año anterior. Las aportaciones por región son: región Sur con 1,495 mmpcd (32.69%), región Norte con 1,528 mmpcd (33.41%), región Marina Noroeste con 947 mmpcd (20.70%) y la región Marina Suroeste con 603 mmpcd (13.18%). (Mapa 2.2)

Mapa 2.2
Extracción de gas natural por región, 2004
(millones de pies cúbicos diarios)

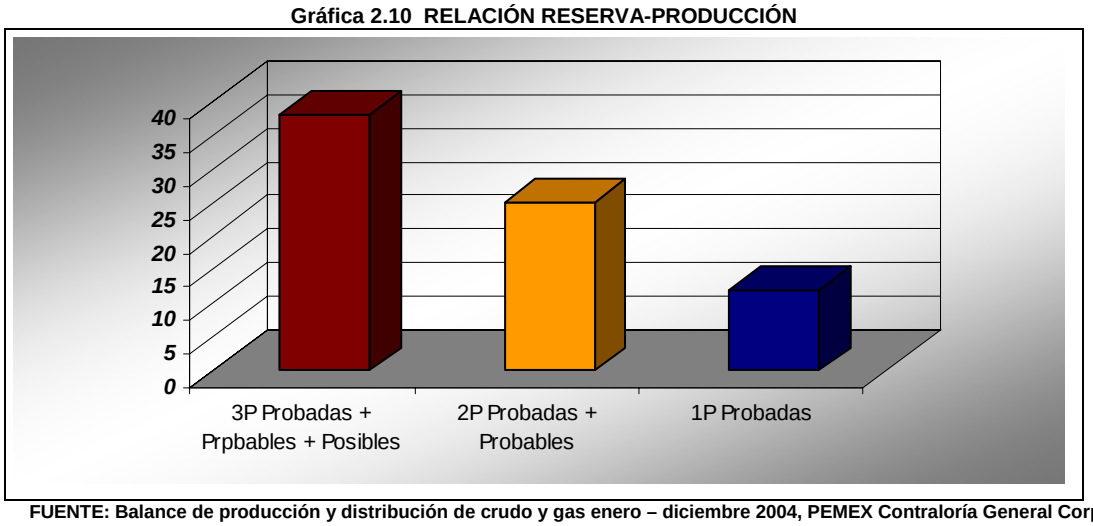


FUENTE: SENER

2.2.5 VIDA MEDIA DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL

Así, la vida media del gas natural se estima en 12 años para las reservas probadas o 1P, 25 años para las reservas 2P y 38 años para las reservas 3P. Esto bajo las mismas premisas mencionadas para los hidrocarburos; es decir, considerando el mismo volumen de extracción diaria registrado al 1° de enero de 2003 y una demanda nacional sin cambios abruptos derivado por variaciones en precios y costos, así como la no existencia de nuevos yacimientos. (Gráfica 2.10)

Gráfica 2.10 RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN



FUENTE: Balance de producción y distribución de crudo y gas enero – diciembre 2004, PEMEX Contraloría General Corporativa

Si bien México presenta un panorama alentador en materia de reserva de gas natural, es necesario una mayor inversión en infraestructura que aumente el volumen de extracción y procesos, buscando reducir así la dependencia en importaciones que como ya se explico aumentarán de un 19.54% del total de la oferta nacional en el año 2004 a un 26.62% para el año 2014, presentando un incremento de hasta un 150%. Una mayor inversión, entre otros beneficios, promoverá una mayor estabilidad industrial al contar con una base firme en la producción de energéticos.

2.3 CARBÓN

Combustible sólido de color negro o marrón que contiene esencialmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Proviene de la degradación de organismos vegetales sometidos a grandes presiones y temperaturas durante un largo periodo de tiempo. Este combustible constituye, junto con el petróleo y el gas natural, la fuente de energía más utilizada en la actualidad.

Los tipos de carbón más representativos son el térmico y el metalúrgico o coquizable. El carbón térmico generalmente se usa como combustible para la generación de calor y de energía eléctrica. El carbón metalúrgico se emplea principalmente en la fabricación de acero. El carbón también se emplea para obtener gas natural "sintético" y a través de la licuefacción, en la producción de gasolinas "sintéticas".

2.3.1 PRODUCCIÓN

La producción de carbón se lleva a cabo de dos formas: de superficie o tajo abierto y subterránea, las cuales están condicionadas por la geología del depósito.

Los métodos subterráneos de producción son los denominados de cuartos y pilares, mediante los cuales se logra extraer entre 50 y 60% del mineral, el de frente larga, mediante cortadoras mecanizadas que operan en longitudes que van de 100 a 250 metros con el que se recupera más del 70% del carbón.

Una vez que se tiene el carbón en la planta metalúrgica se limpia, se grada y se separa según su calidad. Estos tratamientos ayudan a dar homogeneidad al carbón, reducen costos de transporte, mejoran su eficiencia y reducen emisiones de cenizas y óxido de azufre.

Actualmente la zona carbonífera en activo más relevante en el país se localiza en los estados de Coahuila y Sonora. En la Tabla 2.9 se presentan las cantidades de producción de carbón todo uno en los últimos 2 años.

Tabla 2.9 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN TODO UNO (Millones de toneladas)

Compañía	2004	2005
GAN (Grupo Acerero del Norte)	10.649	10.102
MINSA (Materiales Industrializados SA de CV)	8.650	1.152
Grupo México	0.368	0.664
San Patricio	0.331	0.171
Pequeños mineros*		
Total	**12.203**	**12.088**

Fuente: Cámara Minera de México, Informe anal 2006

* Adicionalmente los pequeños mineros produjeron en 1.5 millones de toneladas el 2005 utilizadas por CFE para la generación de electricidad.

La producción nacional de carbón mineral térmico ha evolucionado a una tasa media de crecimiento anual de 9.8% en los últimos veinte años, lo que demuestra lo relevante de esta industria, pero en los últimos dos años la producción solo aumento un 6.3%. Ver Tabla 2.10.

Tala 2.10 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN DE USO TÉRMICO Millones de toneladas

Compañía	2004	2005	%
GAN MICARE	5.968	6.385	6.98
Carbonífera San Patricio	0.080	0.042	-47.5
Total	**6.048**	**6.426**	**6.29**

Fuente: Cámara Minera de México, Informe anal 2006

2.3.2 DEMANDA

Por lo que respecta a la demanda del carbón mineral, en promedio en los últimos 15 años, casi el 70% corresponde al sector energía y el restante 30% al sector siderúrgico.

En el sector siderúrgico el carbón mineral básicamente se utiliza como reductor para transformar el mineral de hierro en arrabio o hierro de primera fusión. Por otro lado, la demanda promedio de carbón mineral térmico en la Comisión Federal de Electricidad en la generación de energía eléctrica ha sido ascendente en los últimos quince años, con una tasa media de crecimiento superior al 9% anual.

2.3.3 RESERVAS

Las cuencas de carbón del país se localizan en los estados de Sonora, Oaxaca, Coahuila, Chihuahua, Nuevo León y Tamaulipas. Al cierre de 2005 las reservas probadas y probables de Carbón se estimaron en 975.3 millones de toneladas. La distribución por empresa de estas reservas se puede ver en la Tabla 2.10.

Tabla 2.11 RESERVAS DE CARBÓN 2006

Compañía	ton x 1 000 000
GAN	
MICARE Carbón Térmico	235.5
MIMOSA Carbón Metalúrgico	288.1
Materiales Industrializados SA de CV	339.8
Grupo México	66.8
Carbonífera San Patricio	42.0
Total	**972.3**

FUENTE: Cámara Minera de México, Informe anal 2006

2.3.4 FUTURO DEL CARBÓN

La participación del carbón como combustible para la generación de electricidad sigue siendo significativa y aunque el gas natural es el combustible casi por excelencia, tanto por su disponibilidad nacional como por sus características ambientales, no hay que perder de vista que también es un insumo petroquímico muy importante y al dedicarlo en gran parte como combustible se podría descuidar algún sector productivo relevante en el desarrollo económico del país.

Actualmente del total de producción mundial de carbón el 64% es utilizado en la generación de energía eléctrica y se prevé que mantenga esta tendencia, aun más en los países con grandes reservas como EUA. No obstante la penetración de gas natural en el ramo eléctrico, no se espera una disminución importante en el uso del carbón. Como parte de los planes de México para incrementar su capacidad de producción eléctrica en base a fuentes primarias, diferentes a la hidroeléctrica y al gas natural, se pretende diversificar los canales de abasto de energía primaria, dando como consecuencia el desarrolló del proyecto de la terminal de importación de carbón de Petacalco.

México no es un gran productor de carbón y los incrementos en su consumo para la generación de energía eléctrica tendrán que ser cubiertos mediante importación. La gran cantidad de países exportadores de carbón aseguran su abundancia en un futuro y como consecuencia, el incremento a sus precios va a ser moderado respecto al gas natural.

El volumen de las importaciones registradas en los años 2002 y 2003 equivalen al 48.45% y 52.1% del total de la oferta nacional respectivamente. (Tabla 2.11)

Tabla 2.12 COMERCIO EXTERIOR DEL CARBÓN (PETAJOULS)

Exportación		Importación		Saldo	
2002	**2003**	**2002**	**2003**	**2002**	**2003**
0.066	0.010	153.319	188.117	-153.253	-188.107

Fuente: Balance Nacional de Energía 2003, SENER

Lo anterior obliga una planeación diversificada en el consumo de combustibles fósiles, sobre todo en el sector eléctrico por ser el consumidor de aproximadamente el 70% del total de la oferta nacional del carbón.

2.4 AGUA

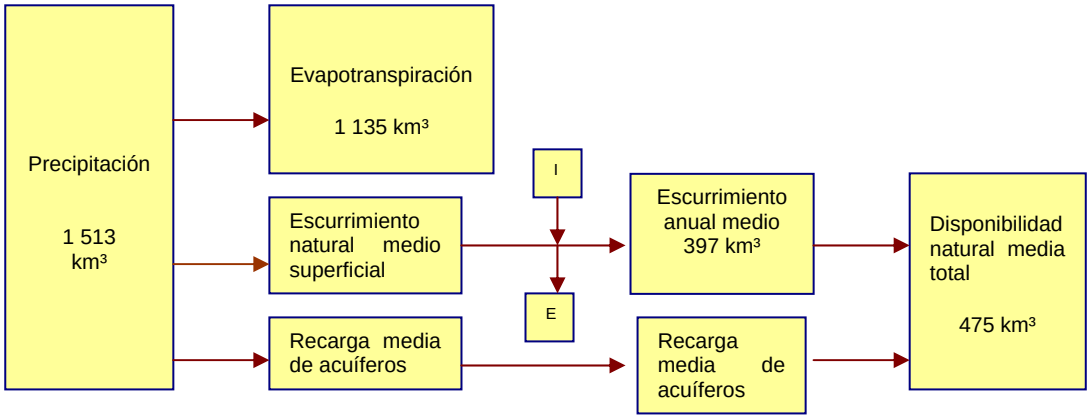
El agua es un factor de desarrollo social y económico para cualquier país, por lo cual se exige contar con información estadística confiable y oportuna para su administración y preservación.

Considerando la problemática actual y la trascendencia del recurso en el bienestar y el desarrollo del país, aspiramos a ser:

> *«Una nación que cuente con seguridad en el suministro del agua que requiere para su desarrollo, que la utilice de manera eficiente, reconozca su valor estratégico y económico, proteja los cuerpos de agua y preserve el medio ambiente para las futuras generaciones»*[5]

2.4.1 RECURSO HÍDRICO EN MÉXICO

Poco más del 70% del agua que llueve en el país se evapotranspira y regresa a la atmósfera, el resto escurre por los ríos, arroyos o se infiltra al subsuelo y recarga los acuíferos. En el diagrama siguiente se muestran, de manera simplificada, los componentes del **ciclo hidrológico**.



I= Importaciones de otros países 49.3 km³
E= Exportaciones a otros países 0.43 km³

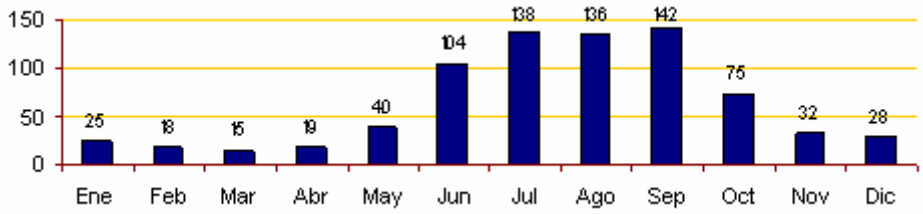
Fuente: Subdirección General Técnica, CNA.

Las importaciones se refieren al volumen de agua generado en los países con los que México comparte cuencas (Estados Unidos de América, Guatemala y Belice) y que escurre hacia México. Las exportaciones se refieren al volumen de agua que México debe entregar a Estados Unidos de América conforme al Tratado de Aguas de 1944.

2.4.2 PRECIPITACIÓN

La precipitación acumulada ocurrida en la República Mexicana durante el lapso 1° de enero al 31 de diciembre de 2004 alcanzó una lámina de 873 mm, 13% por arriba de la media histórica (773 mm). (Gráfica 2.11)

Gráfica 2.11 PRECIPITACIÖN MEDIA MENSUAL HISTORICA
mm



Fuente: Unidad de Servicio Metereológico Nacional, SGY, CNA.

[5] Visión del Sector Agua, Estadísticas del Agua en México 2005, p. 10 CONAGUA.

2.4.3 DISPONIBILIDAD MEDIA DEL AGUA

La disponibilidad media del agua es el agua renovable (de lluvia) medida en hectómetros cúbicos, que se transforma en escurrimiento superficial y en recarga de acuíferos que se utiliza para fines de referencia. El total nacional en el año 2004 se ubico en 474 637 hm^3.

En el territorio mexicano destacan dos grandes zonas de disponibilidad, la primera comprende el sur y sureste, donde la disponibilidad natural es 7 veces mayor que en resto del país; la segunda abarca el norte, centro y noroeste del país. Cabe destacar que en las zonas norte y centro se asienta el 77% de la población, se genera el 85% del PIB, y sólo se tiene el 32% de la disponibilidad natural media (151 884 hm^3).

La razón de uso de la disponibilidad natural media, dado en porcentaje, define el grado de presión sobre el recurso hídrico. En el país se utiliza el 15% del total de disponibilidad media del agua, sin embargo, la porción norte de México utiliza el 40% de su disponibilidad natural media y en el 2004, según la Subdirección General De Programación de la CNA, la región administrativa Aguas del Valle de México y Sistema Cutzamala presento un grado de presión del 120%.

2.4.4 AGUAS SUPERFICIALES

En los ríos del país escurren aproximadamente 400 km^3 de agua anualmente. El 65% del escurrimiento superficial pertenece a los ríos: Grijalva-Usumacinta, Papaloapan, Coatzacoalcos, Balsas, Pánuco, Santiago y Tonalá.

Por la superficie que abarcan destacan las cuencas de los ríos Bravo y Balsas, siendo 226,280 km^2 y 114,406 km^2 respectivamente. Por su longitud destacan los ríos Bravo con 2,018 km y Grijalva-Usumacinta con 1,521 km.

2.4.5 AGUAS SUBTERRÁNEAS

El país se ha dividido en 653 acuíferos, de los cuales hasta el 2004 se ha publicado la disponibilidad de 202. Con esto se alcanza un poco más del 80% del volumen de agua subterránea que es utilizada en el país.

A partir de la década de los 70's ha venido aumentando sustancialmente el número de acuíferos sobreexplotados, de 32 en 1975, 36 en 1981, 80 en 1985, 97 en 2001, 102 en 2003 y 104 en el 2004. De éstos se extrae casi el 60% del agua subterránea para todos los usos.

Así también y como fuente de recurso hídrico se presentan los ciclones tropicales, los cuales son de suma importancia ya que en diversas regiones del país las lluvias ciclónicas representan la mayor parte de la precipitación pluvial anual.

2.4.6 USOS DEL AGUA

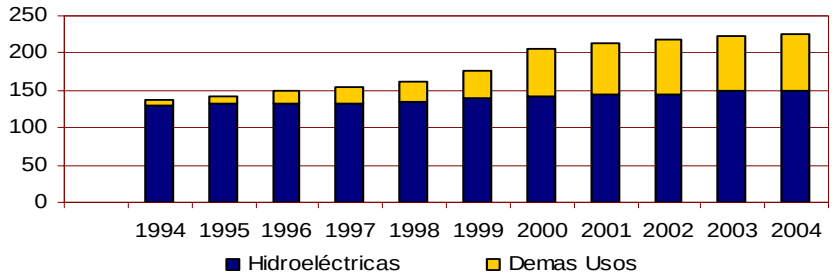
Se distinguen dos tipos de usos del agua:

• Usos fuera del cuerpo de agua o usos consuntivos, en los cuales esta es transportada a su lugar de uso y la totalidad o parte de ella no regresa al cuerpo de origen.

• Usos en el cuerpo de agua o usos no-consuntivos, en los cuales el agua se utiliza en el mismo cuerpo de agua o con un desvío mínimo, como en el caso de las plantas hidroeléctricas.

Como referencia de los volúmenes de agua consumidos en México se cuenta con el Registro Público de Derechos de Agua (Repda), en el cual se tienen los volúmenes concesionados o asignados a los usuarios de aguas nacionales. Se infiere que los usuarios utilizan aproximadamente el mismo volumen que tienen concesionado o asignado y se considera que la gran mayoría de los usuarios ya se encuentran inscritos en el REPDA. (Gráfica 2.12)

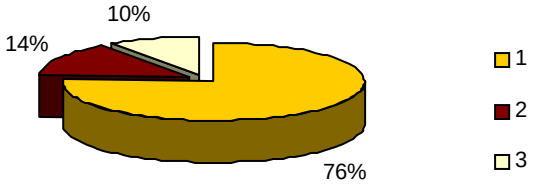
Gráfica 2.12 Volúmenes de Títulos de Aguas Nacionales
Km³



FUENTE: Gerencia del Registro Público de Derechos de Agua, SGAA, CNA.

Los volúmenes de agua concesionados para usos fuera del cuerpo de agua asociados al sector Agropecuario, Industria Autoabastecida y al Autoabastecimiento público acumulados al 31 de diciembre de 2004 son mostrados en la Gráfica 2.13.

Gráfica 2.13 VOLÚMENES DE AGUA CONCESIONADOS PARA USOS FUERA DEL CUERPO DE AGUA 2004



	Uso	Origen		Volumen total Km³ anuales
		Superficial	Subterráneo	
1	Agropecuario	38.7	18.7	57.4
2	Abastecimiento Publico	3.9	6.8	10.7
3	Industria Autoabastecida*	5.6	1.7	7.3
	Total	**48.2**	**27.2**	**75.4**

* Incluye la industria autoabastecida, servicios, comercio y termoeléctricas
FUENTE: Gerencia del Registro Público de Derechos del Agua, SGAA, CNA

2.4.7 INFRAESTRUCTURA HIDRÁULICA

La infraestructura hidráulica del país está constituida por:

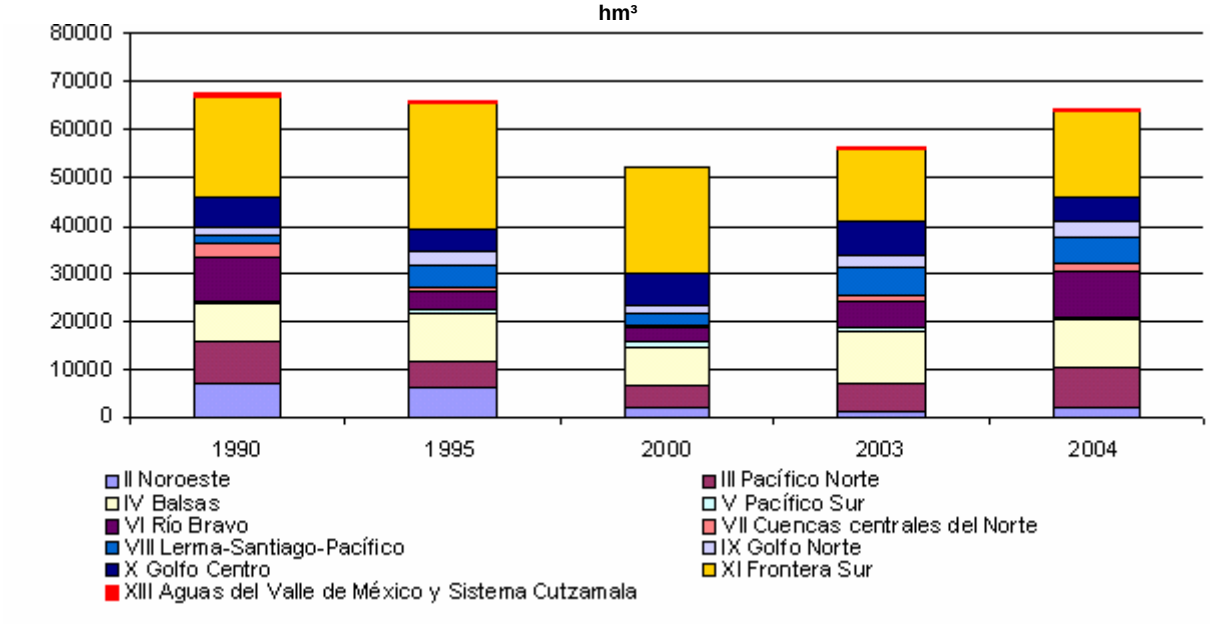
- 4 000 presas de almacenamiento
- 6.3 millones de hectáreas con riego
- 2.8 millones de hectáreas con temporal tecnificado
- 465 plantas potabilizadoras en operación
- 1 182 plantas de tratamiento de aguas residuales municipales en operación
- 1 579 plantas de tratamiento de aguas residuales industriales en operación
- 120 plantas desaladoras en operación
- 3 000 km de acueductos

Respecto a las presas de almacenamiento, 667 del total están clasificadas como grandes presas[6] acorde con la definición de la “International Commissión on Large Demás”, ICOLD.

[6] Presas cuya altura sobre el cauce es mayor de 15 m o que tienen una altura entre 10 y 15 m con una longitud de corona mayor de 500 m o una capacidad mayor de un millón de m^3 al nivel de aguas máximas extraordinarias. Definición de la ICOLD (International Commission Large Dams).

Así, el volumen total de almacenamiento de las presas es de 150 Km³, del cual un 70% es acumulado por solo 51 presas. En la Gráfica 2.14 presentamos la distribución de almacenamiento de este porcentaje por Región Administrativa[7]

Gráfica 2.14 VOLUMEN ALMACENADO EN LAS PRINCIPALES PRESAS 2004
hm³



hm = 1 000 0000 m³
FUENTE: Gerencia de Aguas Superficiales e Ingeniería de Ríos, SGT, CNA

Podemos notar que una gran porción de este total corresponde a la Región Administrativa XI, la cual contiene a las presas localizadas a lo largo del río Grijalva. (Tabla 2.12)

Tabla 2.13 GRANDES PRESAS DE LA REGION ADMINISTRATIVA XI

Nombre Oficial	Nombre común	Volumen almacenado al 1° de octubre (hm³)				
		1990	1995	2000	2003	2004
Dr. Belisario Domínguez	La Angostura	10899.8	14864.7	11365.0	6438.0	9014.5
Netzahualcóyotl	Malpaso	8711.2	9932.8	9415.3	6946.0	7622.0
M. Moreno Torres	Chicoasén	556.7	594.1	566.4	532.4	520.9
Ángel Albino Corzo	Peñitas	922.3	972.7	981.3	917.3	817.7
Total		**21090.1**	**26364.3**	**22328.0**	**14833.7**	**17975.0**
% al Total de las grandes presas		**31.31**	**39.85**	**42.52**	**26.36**	**27.96**

FUENTE: Gerencia de Aguas Superficiales e Ingeniería de Ríos, SGT, CNA

2.4.8 ESCENARIOS FUTUROS

Como ya se presento al principio, el volumen promedio anual de precipitación ha sido constante alrededor de 773 mm durante los últimos 40 años. Partiendo de este volumen como la principal fuente del recurso natural, el crecimiento de la población a nivel nacional es sin duda un patrón fundamental que marca los escenarios futuros, es decir, los panoramas de planeación inciden directamente en los incrementos en el uso, la necesidad de mayor infraestructura y en la mínima posibilidad de aprovechamiento de las cuencas del país.

[7] Área territorial definida de acuerdo a criterios hidrológicos en la que se considera a la cuenca como la unidad básica más apropiada para el manejo del agua y al municipio como la unidad mínima administrativa del país. La República Mexicana se ha dividido en 13 regiones administrativas. A las regiones administrativas también se les conoce como regiones hidrológico-administrativas.

Por tanto, basados en proyecciones hechas por la CONAPO, se plantean dos escenarios del agua para el año 2025, el Tendencial y el Sustentable, ambos descritos en la Tabla 2.13.

Tabla 2.14 ESCENARIOS AL AÑO 2025

Escenario	Características		Volumen utilizado de agua	Inversión estimada
	Demanda	Infraestructura		
Tendencial	Incremento considerable	Niveles similares a los actuales	91 mil millones de m^3	16 mil millones de pesos
Sustentable	Incremento minimizado	Reducción en los rezagos	80 mil millones de m^3	30 mil millones de pesos

FUENTE: Programa Nacional Hidráulico 2001-2006, CNA

Así también, para el año 2025, la disponibilidad natural media del agua per cápita se cree será de 162 m^3/hab/año en la región de Aguas de Valle de México y de 19,970 m^3/hab/año en la R.A. Frontera Sur; derivado esto entre otros aspectos por el total de habitantes y por la propia disponibilidad media en cada zona.

Actualmente el proyecto más importante en materia hidráulica y en donde esta involucrado directamente el sector eléctrico, es la obra hidroeléctrica El Cajón, ubicada en el estado de Nayarit. (Tabla 2.14)

Tabla 2.15 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Área de la cuenca	54,198.00	km^2
Volumen aguas arriba	708, 532.00	m^3
Volumen aguas abajo	60,444.00	m^3
Gasto medio anual	1,05.48	m^3/s
Gasto medio aprovechable	100.40	m^3/s
Capacidad útil para generación	1,316.20	hm^3
Potencia total instalada de generación	789.48	MW
Subestación en SF6	400.00	kV

Esta central se terminara de construir para el año 2006, y se tiene como fecha de entrada en operación el mes de junio de 2007.

La generación de energía eléctrica con base en los recursos hidráulicos en la actualidad es de 12.45%, la cual tenderá a reducirse debido al incremento de la capacidad instalada en el SEN y al poco aumento de la capacidad hidráulica.

2.5 URANIO

El uranio esta compuesto en su mayor parte por el isótopo 238 y con una mínima cantidad, solo un 0.7%, del isótopo 235, característica que lo denomina Uranio empobrecido (U-238). Sus principales aplicaciones se encuentran en la industria militar y en la utilización dentro de reactores nucleares, caso último que obliga enriquecer el uranio mediante un proceso industrial en el cual se genera una gran cantidad de residuos. Almacenar estos residuos, que tienen una vida media[8] de 450 millones de años, resulta extremadamente costoso.

2.5.1 APLICACIONES

El Uranio es utilizado como fuente de energía (nucleoenergía), para lo cual requiere ser procesado (enriquecido y purificado). El material fisionable del Uranio se usa como combustible en los reactores nucleares. Existen dos formas de generar energía nuclear: por fisión y por fusión.

- ✓ Fisión nuclear: Proceso en el que las partículas que forman el núcleo del átomo son separadas por una fuerza externa, liberado gran cantidad de energía en forma de luz y de calor.

  Cuando la liberación de energía se produce de una sola vez genera una enorme explosión, esto es lo que sucede con las bombas atómicas. En una planta de fisión nuclear, los núcleos de los átomos de uranio se separan mediante una reacción en cadena controlada, lo que permite que la liberación de energía se realice lentamente.

  El principal problema con la fisión nuclear es que libera gran cantidad de radiación peligrosa para el ser humano. Por ello, los reactores de las plantas nucleares están cubiertos por una espesa capa de concreto.

- ✓ La fusión nuclear consiste en unir núcleos pequeños para construir un núcleo más grande.

  Actualmente se realizan experimentos para intentar controlar la fusión nuclear de modo que la energía liberada pueda aprovecharse y que, principalmente, el proceso emita mucha menos radiación dañina para el ser humano, pero hasta ahora no se ha logrado producir una fusión controlada que permita aprovechar la energía.

El material más utilizado para generar energía es el uranio 235. La energía nuclear tiene diversos usos. En nuestro país se usa en aplicaciones tales como medicina, agricultura y en la generación de electricidad.

2.5.2 EL URANIO EN MÉXICO

Las reservas probadas de uranio en México son de 14,600 tons, de las cuales 10,600 son económicamente explotables. Estas reservas aseguran el combustible necesario para abastecer los dos reactores de la central nucleoeléctrica de Laguna Verde durante toda su vida con un excedente del 30%.

La exploración en el territorio mexicano se ha cubierto en una pequeña parte, es por ello que se pueden localizar nuevas reservas cuando se reanuden los trabajos de exploración.

En la Tabla 2.15 se presenta los principales piases productores de uranio.

Tabla 2.16 PRODUCCIÓN DE URANIO A NIVEL MUNDIAL

PAISES PRODUCTORES	TONELADAS	%TOTAL MUNDIAL
CANADA	9,057	20.9
ANTIGUA URSS	7,260	16.8
CHINA	3,400	7.8
NIGERIA	2,963	6.8
AUSTRALIA	2,335	5.4
PAÍSES RESTANTES	25,015	57.7
TOTAL MUNDO	**43,334**	**100**

[8] La vida media es el tiempo que transcurre para que la radiactividad de una sustancia llegue a ser la mitad de su valor original

2.6 FUENTES ALTERNATIVAS.

2.6.1 ENERGÍAS RENOVABLES

Formas de energía que tienen una fuente prácticamente inagotable y están disponibles en forma continua con respecto al periodo de vida humana. Sin embargo, el costo por tecnología es muy elevado por lo cual se requiere un desarrollo tecnológico que las haga competitivas.

Como energías renovables se encuentran la solar, la eólica (viento), la hidráulica (ríos y pequeñas caídas de agua), la biomasa (materia orgánica), la geotérmica (calor de las capas de internas de la tierra) y la oceánica, principalmente.

Con el aprovechamiento de las energías renovables se tiene la posibilidad de obtener energía útil para diversas aplicaciones, atender la creciente demanda de energía y promover la diversificación energética. Además, en el proceso de aprovechamiento se involucran menos impactos ambientales comparados a los provocados por las fuentes convencionales, ayudando con su utilización a preservar los recursos energéticos no renovables.

Los recursos renovables tienen una contribución reducida en la oferta del balance nacional de energía, ya que en 2002 representaban 11.6% del total de la oferta interna.

Los proyectos de generación eléctrica basados en energías renovables se harán cada vez más viables debido a que las exigencias ambientales son más estrictas y los precios de los hidrocarburos son más elevados y fluctuantes.

2.6.1.1 USOS DE LA ENERGIA SOLAR

a) GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

El sol es una fuente de energía limpia, inagotable y gratuita. La transformación de energía solar en energía térmica o eléctrica puede realizarse en el propio lugar de consumo, sin tener que transportarse ni depender de otras infraestructuras.

Los sistemas fotovoltaicos pueden aplicarse en sitios remotos interconectados a red para alivio de ramales saturados, especialmente en regiones donde el pico de demanda coincida con el pico de radiación solar. Los módulos fotovoltaicos tienen una eficiencia del 15%, lo que provoca que por cada 1000 W/m², que es el nivel máximo de radiación solar que puede incidir en la superficie terrestre, solo se generen 150 W por 1m² de esta tecnología. Su principal uso es la electrificación rural, bombeo y comunicaciones.

El potencial de energía solar en México es uno de los más altos del mundo, aproximadamente tres cuartas partes del territorio nacional son zonas con una insolación media de 5KWh/m^2 al día. Al 2001 se contaba con pequeñas cargas distribuidas con más de 115 mil m^2 en sistemas fotovoltaicos que generaron cerca de 8.4 GWh/año; la capacidad instalada al año 2003 es de 15.7 MW con una superficie total de 120, 576 m². Para el año 2012 se espera contar con por lo menos 30 MW instalados y 18 GWh/año de energía.

b) CALENTAMIENTO DE AGUA Y AIRE

Existen sistemas solares térmicos planos y de concentración. Estos últimos pueden lograr temperaturas de centenas, o en casos especiales, hasta de varios miles de grados centígrados. Por otra parte, como calentador solar plano encontramos el calentador para agua. La parte principal de este sistema es el colector, el cual absorbe energía térmica proveniente del sol y la transmite al agua que circula por su sistema de tuberías, después el agua se almacena en un termotanque. Con este sistema se alcanzan temperaturas hasta de 70 °C.

Es utilizado para el calentamiento de agua en clubes deportivos, albercas, industria y casa habitación. En este ultimo sector, en la zona centro del país, es posible obtener hasta 150 litros de agua a una temperatura de 50 °C. La superficie instalada al 2003 es de 573,919 m².

La superficie instalada al 2003 es de 573,919 m². El costo para una unidad básica de 1.8 a 2.1 m², conectados a un termotanque con capacidad de 150 a 200 litros de agua, incluida la instalación, oscila entre los 8,000 y 10,000 pesos.

2.6.1.2 VIENTO

La energía cinética del viento se aprovecha directamente para realizar trabajo mecánico, como en molinos y pozos, o para generar electricidad. Actualmente los aerogeneradores de fuerza se encuentran comercialmente disponibles desde 500 hasta 1,500 KW de potencia nominal, no obstante existen prototipos de hasta 3,000 KW.

El potencial eólico de todo el país no ha sido evaluado con precisión, sin embargo las mediciones puntuales o de pequeñas redes anemométricas realizadas principalmente por el IIE y la CFE, indican un potencial superior a los 5,000 MW técnica y económicamente aprovechable en las zonas sur del Istmo de Tehuantepec (con potenciales de 2,000 a 3,000 MW), en las penínsulas de Baja California y Yucatán, en la región central de Zacatecas y hasta la frontera con EUA, así como en la región central del altiplano y las costas del país. Los avances más significativos en el desarrollo y operación de esta tecnología se tendrán en las centrales de la CFE en La Venta, Oaxaca, y en Guerrero Negro y Baja California Sur con 1.6 y 0.6 MW respectivamente. Asimismo, existen más de 4.7 MW eólicos instalados en el país, a través de pequeños aerogeneradores y aerobombas de agua, que en el año 2002 generaron cerca de 13.6 GWh.

En el año 2013, además de la capacidad de la CFE, se espera contar con 1,068 MW eólicos instalados y una generación eléctrica cercana a los 4,669 GWh/año.

Al año 2003 se cuenta con una capacidad instalada de 2.522 MW. Los costos de instalación se encuentran alrededor de 1,400 dólares por 1 kW, y para generación se estiman en 4.34 centavos de dólar por cada 1 kWh.

2.6.1.3 MINIHIDRÁULICA

El caudal de afluentes acumulados en zonas altas y que se manifiestan en grandes caídas o en corrientes que se desplazan a niveles inferiores, es la principal fuente hidroeléctrica de esta energía renovable. Así, con una caída de agua de 100 metros, en la que se presente un gasto de 3 m^3 /s, es posible obtener una capacidad de 3,000 KW.

Según estudios de la CONAE realizados en Orizaba e Ixtaczoquitlán, en el oriente de Puebla y estado de Veracruz, el potencial estimado en México es 3,247 MW en un total de 900 plantas. De este potencial estimado actualmente se ha identificado una capacidad viable económicamente de 364 MW en 62 sitios potenciales.

Este tipo de energía renovable actualmente se encuentra en operación y distribuida por sector de generación de la siguiente forma:

- CFE y LFC: 22 plantas con una capacidad de 33 MW
- Iniciativa privada: 62 plantas con una capacidad total de 44 MW.

Para las instalaciónes de pequeñas centrales hidroeléctricas los costos se ubican en 1600 dólares por cada 1 KW de capacidad. Los costos estimados por generación oscilan entre los 5 y 15 centavos de dólar.

2.6.1.4 BIOMASA

Esta tecnología emplea la materia orgánica susceptible de utilizarse como energía (desechos sólidos municipales, residuos agropecuarios y de los bosques). El aprovechamiento de este recurso puede realizarse vía combustión directa o por conversión en diferentes combustibles (dependiendo de la técnica empleada:

- Leña: forma más común de combustible sólido
- Biomentación: Proceso en el que desperdicios orgánicos con alto contenido de humedad son introducidos a una recipiente llamado “digestor biológico”, y con la acción de microorganismos, la materia se trasforma en biogás que se puede aprovechar como combustible. El biogás es una mezcla de gas metano y bióxido de carbono.

- Fermentación: A través de la fermentación de la caña de azúcar, el sorgo dulce, las frutas y la remolacha, es posible obtener etano, alcohol que puede ser utilizado como combustible en sustitución de gasolinas o mezclado con ellas. El proceso de fermentación mantiene una eficiencia del 85%.

- Biogás de los rellenos sanitarios: Biogás obtenido en rellenos sanitarios con alta concentración de desechos orgánicos y condiciones adecuadas para la proliferación de bacterias, que al digerir tales desechos producen metano y bióxido de carbono en el interior del relleno.

El potencial estimado para la generación de electricidad por esta tecnología es de:

- 1,000 MW en biomasa cañera

- 150 MW en residuos sólidos

El Instituto de Investigaciones Eléctricas estima que la producción de residuos sólidos municipales en el país es de 90 mil toneladas diarias, con lo que se podría obtener una capacidad para generar electricidad de aproximadamente 150 MW. Esta alternativa es rentable en ciudades grades y medianas.

En la ciudad de México un relleno sanitario con 5.6 millones de toneladas de residuos sólidos produce el biogás suficiente para alimentar una planta de 5 MW.

CAPÍTULO 3

CICLOS TÉRMICOS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Aprovechar la energía presente en la naturaleza y transformarla en energía útil en diversos procesos, ya sean mecánicos o eléctricos o la combinación de ambos, ha sido una tarea implícita desarrollada por el hombre en su afán de comprender el mundo donde vive. Así, el uso de los combustibles fósiles, como principales fuentes de energía, y la comprensión de los fenómenos naturales, hace referirnos a los múltiples esfuerzos que se han hecho a lo largo de la historia por manipular la energía.

La interpretación de los fenómenos físicos electroestáticos, electrodinámicos y térmicos, la definición de las unidades de energía y la fabricación de dispositivos que recrearan dichos fenómenos, encaminaron a la creación de maquinas eléctricas y mecánicas que hoy día parecen ser imprescindibles en la vida del hombre. Sin duda uno de los logros más importantes es la demostración de que el calor es una forma de energía. A partir de esto la transformación, flujo y aprovechamiento de energía por los diversos medios que el hombre ha desarrollado, se rige bajo las leyes de la termodinámica. La primera ley conocida como principio de conservación de la energía, para mencionarla de una forma general, nos dice que en cualquier proceso energético la ganancia de energía es nula; por otra parte, la segunda ley nos indica que aun menos obtendremos un aprovechamiento total de la energía suministrada a tal proceso.

Con la segunda ley de la termodinámica es con lo que se ha lidiado últimamente, esto es, ha sido y es imperativo mejorar la eficiencia de las centrales generadoras, más en las de tipo térmico como lo son la llamada termoeléctrica de vapor, turbogás y ciclo combinado, dada la importante participación que tienen en el sistema nacional de generación de energía.

En este capitulo expondremos en forma breve lo referente a una central termoeléctrica, desde su parte mecánica constitutiva y sobretodo, el mejoramiento en sus procesos térmicos derivados por la búsqueda de aumentos en la eficiencia total de las centrales. Para esto describiremos el equipo principal de la central, características y limitaciones, y desarrollaremos ejemplos prácticos de los ciclos térmicos que se han utilizado, incluyendo el proceso llamado ciclo combinado.

3.1 EQUIPO MAYOR DE UNA CENTRAL TERMICA

3.1.1 TURBINA

a) DEFINICIÓN TURBINA

Las turbinas son máquinas que desarrollan par y potencia en el eje como resultado de la variación de la cantidad de movimiento del fluido que pasa a través de ellas. Dicho fluido puede ser un gas, vapor o líquido en el caso de las centrales hidráulicas.

Para que el fluido alcance la alta velocidad requerida para que se produzcan variaciones útiles, debe haber una diferencia importante entre la presión a la entrada a la turbina y al escape.

El elemento básico de la turbina es la rueda o rotor, que cuenta con palas, hélices, cuchillas o cubos colocados alrededor de su circunferencia de tal forma que el fluido en movimiento produce una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar. **Las turbinas necesitan ser llevadas a un determinado número de RPM para crear suficiente presión en ellas para permitir su funcionamiento.**

En forma global las turbinas se clasifican en:

- **Turbinas hidráulicas.** Son las más antiguas. Usan agua como fluido de trabajo. Hoy existen varios modelos básicos: Pelton, Francis y Kaplan (o hélice de paso variable). A estos modelos básicos se debe agregar la Mitchell-Banki, que es muy utilizada en instalaciones de microhidráulica. Típicamente se usan en centrales de generación eléctrica, sea centrales de "paso" o de "embalse".
- **Turbinas a vapor.** El fluido de trabajo es vapor de agua, aunque también se han fabricado usando otro vapor de trabajo (Mercurio, Propano u otro). Se dividen en turbinas de ***acción*** y de ***reacción.*** La turbina a vapor se usa en centrales térmicas de generación eléctrica.
- **Las turbinas a gas:** Son las más recientes. Si bien hay intentos de fabricarlas a inicios de este siglo, el primer ensayo exitoso fue en 1937. El fluido de trabajo son gases de combustión (de allí su nombre).
- **Turbinas eólicas:** Funciona como un molino de viento, pero en lugar de impulsar una muela, controla un generador. Para extraer la mayor cantidad posible de energía la turbina cuenta con unas enormes aspas de hasta 10 metros.

3.1.1.1 TURBINA DE GAS

1) Funcionamiento

La turbina de gas utiliza el flujo de gas como medio de trabajo para convertir energía térmica en energía mecánica. El gas se produce por la combustión de determinadas materias y unas toberas estacionarias lanzan chorros de dicho gas contra los álabes (paletas) de una turbina. Así el impulso de los chorros hace girar el eje de la turbina.

Una turbina de gas interactúa con un compresor y con una cámara de combustión en un ciclo de combustión simple. En este ciclo de combustión el compresor bombea aire comprimido a la cámara de combustión y con el combustible, en forma gaseosa o nebulizada, también inyectado en dicha cámara se produce la combustión. Los gases producto salen de la cámara a través de las toberas y hacen mover a la turbina que simultáneamente impulsa al compresor y a una carga externa como un generador eléctrico. En la combustión se emplea como combustible el gas natural o líquidos como queroseno o gasoil, también puede usarse carbón una vez transformado en gas en un gasificador aparte.

En una turbina o un compresor, una fila de alabes fijos y una fila de álabes móviles unidos a un rotor se denominan una etapa. Para impulsar generadores de gran capacidad se emplean compresores y turbinas de flujo axial con varias etapas.

La eficiencia del ciclo de combustión está limitada por la necesidad de un funcionamiento constante a temperaturas altas en la cámara de combustión y en las primeras etapas de la turbina. Un ciclo simple de una turbina de gas pequeña puede tener una eficiencia termodinámica relativamente baja en comparación con un motor de gasolina corriente. Los avances en los materiales resistentes al calor, los recubrimientos protectores y los sistemas de enfriamiento han hecho posible eficiencias del 34% o más.

Las turbinas de gas dentro de un ciclo Brayton se emplean para propulsar barcos y trenes, en los aviones se usa una forma modificada de la turbina llamado el turborreactor, y en la generación de electricidad a gran escala es posible obtener una potencia por unidad superior a los 200 MW.

2) Ciclos de Turbinas de Gas

Un ciclo de gas simple está compuesto de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. El ciclo opera bajo el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. Al gas caliente producido por la combustión se le permite expanderse a través de la turbina y así hacerla girar para llevar a cabo trabajo mecánico. (Figura 3.1)

En un ciclo de turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente 2/3 del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc.

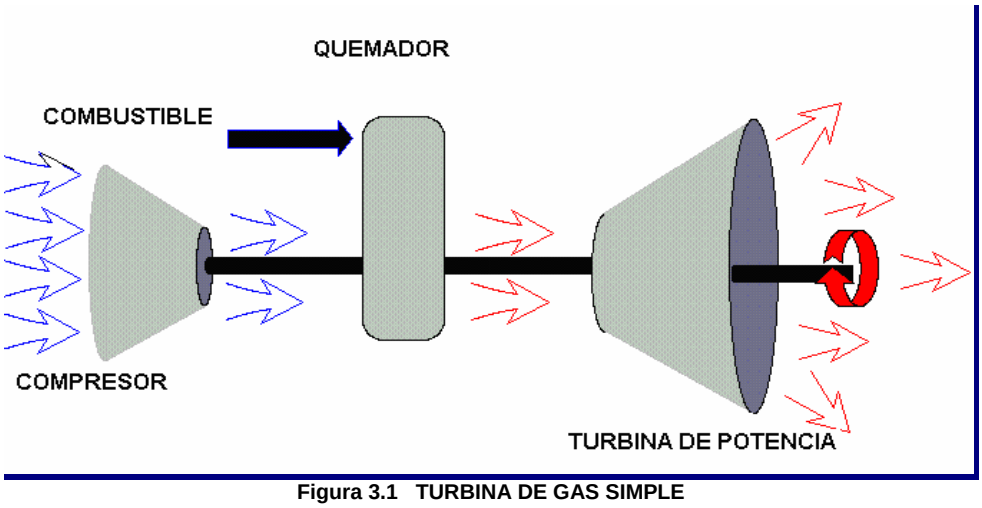


Figura 3.1 TURBINA DE GAS SIMPLE

Una variación del sistema de turbina simple (Brayton) es el de añadir un regenerador. El regenerador es un intercambiador de calor que aprovecha la energía de los gases calientes de escape para precalentar el aire que entra a la cámara de combustión. Este ciclo normalmente es utilizado en turbinas que trabajan con bajas presiones. (Figura 3.2)

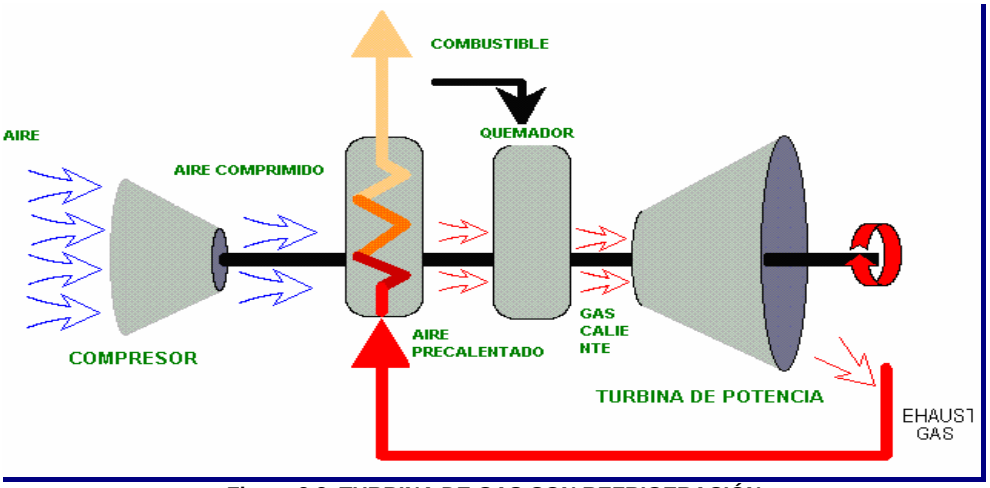


Figura 3.2 TURBINA DE GAS CON REFRIGERACIÓN

Los ciclos de gas a altas presiones de trabajo pueden utilizar un interenfriador para enfriar el aire entre las etapas de compresión, permitiendo quemar más combustible y generar más potencia. El factor limitante para la cantidad de combustible utilizado es la temperatura de los gases calientes creados por la combustión, debido a que existen restricciones a las temperaturas que pueden soportar los alabes de la turbina y otras partes de la misma. Con los avances en la ingeniería de los materiales, estos límites siempre van aumentando. (Figura 3.3)

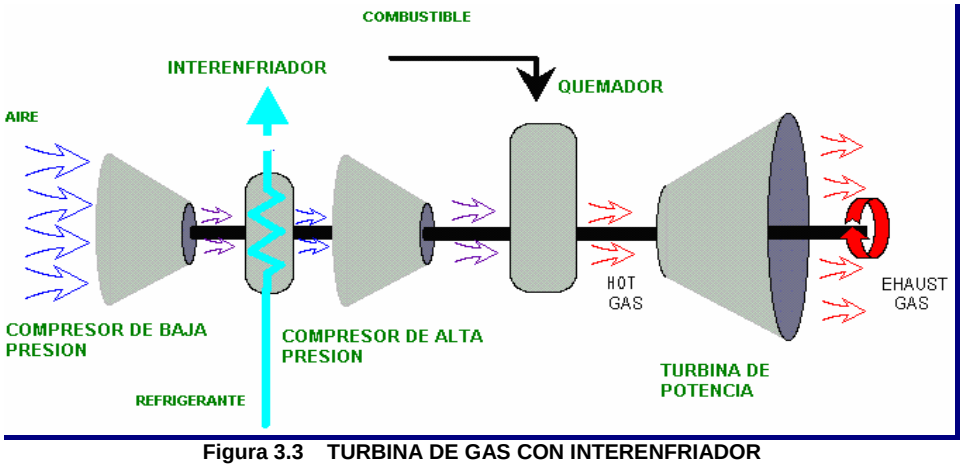


Figura 3.3 TURBINA DE GAS CON INTERENFRIADOR

Existen también ciclos de turbina con varias etapas de combustión y expansión y otras con interenfriador y regenerador en el mismo ciclo como podemos observar a continuación. (Figura 3.4)

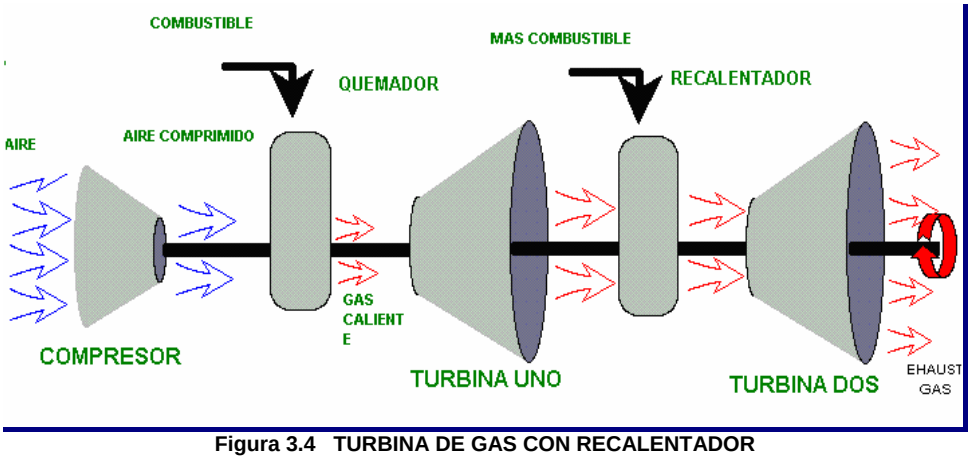


Figura 3.4 TURBINA DE GAS CON RECALENTADOR

Es bueno señalar que se puede alcanzar un rendimiento alto usando un regenerador con una gran área de transmisión de calor, sin embargo esto también incrementa el descenso de presión, lo que representa una pérdida y tanto el descenso de presión como el rendimiento del regenerador deben considerarse para determinar que regenerador dará el máximo rendimiento térmico del ciclo. Desde el punto de vista económico, el costo del regenerador debe tomarse en cuenta para saber si justifica el ahorro que se obtendrá con su instalación y uso.

3) Turbinas con humidificacion de aire

La potencia de un ciclo de turbina de gas puede aumentarse mediante la inyección de agua, aunque sólo marginalmente. En algunas unidades de aeronavegación y en algunas unidades estacionarias se inyecta agua al compresor, la cual se evapora a medida que la temperatura se eleva por el proceso de compresión. El calor de evaporación reduce en esta forma la temperatura de aire comprimido, reduciendo así el trabajo absorbido por el compresor en un efecto similar al del inter-enfriamiento.

En los ciclos de turbina que tienen regeneradores, la inyección del agua es mejor si se hace entre el compresor y el regenerador. El método puede ser usado tanto en las unidades de una sola flecha como en las dos flechas.

4) Partes principales del ciclo de una turbina de gas

✓ Compresor

El compresor se encuentra en la entrada del sistema y se encuentra conectado al disco de turbina por medio de un eje. El compresor puede ser de tres tipos diferentes.

- Axial. La corriente de aire que atraviesa el compresor lo hace en el sentido del eje (de ahí el nombre de axial). Consta de varios discos giratorios (llamados etapas) en los cuales hay una serie de "palas" (alabes). Entre cada disco rotor hay un disco fijo (estator) que tiene como función dirigir el aire con el ángulo correcto a las etapas rotoras.

El compresor axial es el más utilizado, pero para turbinas pequeñas de aeromodelismo es muy difícil de construir y balancear. Si bien se han construido turbinas con compresor axial, por el momento están fuera de un alcance práctico.

- Radial o Centrífugo. La corriente de aire ingresa en el sentido del eje y sale en sentido radial. Consta de un solo disco con alabes en una o ambas caras. Es utilizado en las micro turbinas por ser fácil de obtener (proveniente de un turbo compresor de auto) y balancear. Es mucho más resistente que el axial pero como desventaja es más pesado y tiene un área frontal mayor.

- Diagonal. Es una cruza entre los dos anteriores. Es prácticamente anecdótico, puesto que salvo en los primeros intentos de construir micro-turbinas no se ha utilizado.

✓ Tubo de cojinetes

Es un elemento cilíndrico por cuyo interior pasa el eje de la turbina y se encarga de dar estructura. Va fijado a la parte posterior del difusor y a la parte delantera del conjunto de álabes guía de la turbina. En su interior se colocan los cojinetes que soportan el eje, estos deben tener adecuada refrigeración y lubricación para que sobrevivan las tremendas velocidades de rotación a las que son sometidos, actualmente y para cualquier aplicación, por encima de las 100,000 R.P.M. Se recomienda usar rodamientos sin jaula con bolillas cerámicas.

✓ Difusor

Tiene como misión cambiar la velocidad de la corriente de aire que viene del compresor para aumentar la presión. Consta de una serie de pasajes que se ensanchan hacia atrás (conductos divergentes). El difusor es diferente según el compresor sea axial o centrifugo. Figura 3.5



Figura 3.5 DIFUSOR AXIAL – DIFUSOR CENTRIFUGO

✓ Cámara de combustión

Es una de las partes mas criticas dado que la temperatura de salida es fundamental. Debe ser diseñada con sumo cuidado para permitir la completa combustión dentro de la misma.

- ✓ **Alabes guía de turbina (N.G.V.)**

Esta parte tiene como función aumentar la velocidad de la corriente de gas caliente que sale de la cámara de combustión y dirigirla con el ángulo apropiado al disco de turbina. Esta pieza es la más expuesta a altas temperaturas que en algunos casos superan los 700 °C, por lo tanto se construyen en aleaciones inoxidables para alta temperatura. Básicamente consta de una serie de alabes "estatores" que se cierran hacia la parte trasera (conducto convergente). También difieren si son para turbina radial o axial. (Figura 3.6)



FIGURA 3.6 CONJUNTOS N.G.V PARA TURBINA RADIAL (DERECHA) Y PARA TURBINA AXIAL (IZQUIERDA)

- ✓ **Disco de turbina**

Es la parte encargada de extraer parte de la energía de la corriente de gas para convertirla en movimiento. Su única función es hacer rotar el compresor al cual se encuentra unido por medio de un eje. Se halla sujeta a elevadas temperaturas y a elevadas cargas centrifugas que, unido a la disminución de resistencia del material por causa de la temperatura, hacen que este sea el elemento que mas importancia tiene en cuanto a la elección de materiales. (Figura 3.7)

Sin excepción se utilizan aleaciones con elevado contenido de níquel y cromo (comercialmente tienen diferentes nombres como ser INCONEL, NIMONIC etc.), aunque en los primeros modelos se utiliza acero inoxidable con buenos resultados. Existen dos tipos de discos de turbina:

- ➢ Los axiales. Son los más utilizados pues poseen excelentes características de aceleración y un peso bastante reducido. Su única contra es que deben respetarse las temperaturas y velocidades máximas sino se corre el riesgo de que el disco se "desintegre" literalmente.
- ➢ Las radiales. Si bien se utilizan menos, de hecho la primer marca que comercializo turbinas, o sea JPX, utiliza este tipo.



Figura 3.7 DISCO DE TURBINA

✓ **Tobera de escape**

En esta parte los gases de escape son acelerados para aumentar el empuje producido por la turbina. Básicamente es un conducto cónico y algunas veces también posee un cono interior. (Figura 3.8)



Figura 3.8 TOBERA DE ESCAPE

5) Perdidas de una turbina de gas

La turbina de gas real difiere principalmente del ciclo ideal a causa de las irreversibilidades[1] en el compresor y en la turbina y debido al descenso de presión en los pasos de flujo y en la cámara de combustión (o en el cambiador de calor en una turbina de ciclo cerrado). Los rendimientos del compresor y de la turbina están definidos en relación a los procesos isentrópicos. Los rendimientos son los siguientes:

Eficiencias típicas del compresor => **75 a 90%**

Eficiencias típicas de las turbinas => **80 a 95%**

Eficiencias de combustión => **mayores a 98%**

6) Causas que desvían el rendimiento de una turbina de gas real de una ideal

Las irreversibilidades que suceden en el compresor, cámara de combustión y turbina son la razón de estas desviaciones.

1. Irreversibilidades del compresor:
   - Pérdidas de calor al ambiente a través de la carcasa.
   - Fricción entre el aire, álabes y otros componentes.
   - Recirculación del aire entre los álabes.
2. Irreversibilidades en la cámara de combustión:
   - Ineficiencia en la combustión (combustible no quemado)
   - Pérdidas de calor a través de la cámara.
   - Fricción por el flujo de aire en la cámara.
3. Irreversibilidades en la turbina:
   - Pérdidas de calor al ambiente a través de la carcasa.
   - Fricción entre los gases de combustión, álabes y otros componentes.
   - Recirculación de los gases entre los álabes.
   - Proceso de enfriamiento de los álabes (con aire o con agua)

[1] Irreversible: Pérdidas de energía debidas a la fricción, estrangulamiento, etc.

7) Ventajas y limitaciones tecnológicas de las turbinas de gas en la industria eléctrica

- ✓ **Ventajas:**

Comparadas con plantas de vapor, las turbinas de gas y sus sistemas son pequeños en tamaño, masa e inversión inicial por kW instalado.

Los tiempos de entrega para las TG's son relativamente cortos por lo compactas, son rápidas de instalar y de poner en servicio. Por lo anterior, en ciclos combinados puede iniciar operaciones antes de que se concluya el ciclo de vapor.

Son flexibles ya que pueden aplicarse para servicios en procesos industriales.

Pueden arrancarse con cierta rapidez hasta carga completa, lo que les hace ideales para horas pico.

Por el tipo de combustibles que utilizan cumplen en su operación fácilmente con las restricciones ambientales.

Por si solas, las TG's avanzadas son igual de eficientes en condiciones ISO que una planta de vapor con equipo anticontaminante.

Alrededor de las TG's se están desarrollando ciclos que aprovechen mejor la flexibilidad y lo compacto de estas máquinas.

La regulación de NOx puede hacerse inyectando agua o vapor a la cámara de combustión.

- ✓ **Desventajas y limitaciones**

No pueden quemar directamente combustibles sólidos ni combustibles con contenidos de azufre y partículas altos.

La capacidad de generación varía constantemente de acuerdo con las condiciones climáticas del sitio donde se encuentra instalada.

Se puede considerar que para plantas de generación eléctrica exclusivamente, las TG's de mayor tamaño son de capacidades medianas para este tipo de aplicación. Combinado su uso con unidades de vapor permiten aumentar sustancialmente el régimen térmico y la capacidad de generación.

La mejoría en eficiencia de estas máquinas se sustenta en alcanzar mayores relaciones de presión y temperaturas de entrada de los gases de combustión al expansor.

Para regular carga con estas máquinas es necesario reducir el flujo de aire mediante dispositivos de regulación en la admisión de aire.

En especial las TG aeroderivadas requieren con más periodicidad de mantenimiento, esto en virtud de la relación de presiones y temperaturas de gases que se manejan.

3.1.1.2 TURBINA DE VAPOR

1) Funcionamiento

El funcionamiento de la turbina de vapor se basa en el principio termodinámico que expresa que cuando el vapor se expande disminuye su temperatura y se reduce su energía interna.

Esta reducción de la energía interna se transforma en energía mecánica por la aceleración de las partículas de vapor, lo que permite disponer directamente de una gran cantidad de energía. Cuando el vapor se expande, la reducción de su energía interna en 400 calorías puede producir un aumento de la velocidad de las partículas a unos 2.900 km/h. A estas velocidades la energía disponible es muy elevada a pesar de que las partículas son extremadamente ligeras.

Las partes fundamentales de las turbinas de vapor consisten en boquillas o chorros, a través de estas pasa el vapor en expansión descendiendo su temperatura y ganando energía cinética, y palas sobre las que actúa la presión de las partículas de vapor a alta velocidad. La disposición de los chorros y las palas depende del tipo de turbina.

Además de estos dos componentes básicos, las turbinas cuentan con ruedas o tambores sobre los que están montadas las palas, un eje para las ruedas o los tambores, una carcasa exterior que retiene el vapor dentro de la zona de la turbina, y varios componentes adicionales como dispositivos de lubricación y controladores.

Las turbinas de vapor son máquinas simples que tienen prácticamente una sola parte móvil, el rotor. Sin embargo, requieren algunos componentes auxiliares para funcionar como son los cojinetes de contacto plano para sostener el eje, cojinetes de empuje para mantener la posición axial del eje, un sistema de lubricación de los cojinetes y un sistema de estanqueidad que impide que el vapor salga de la turbina y que el aire entre en ella. La velocidad de rotación se controla con válvulas en la admisión de vapor de la máquina. La caída de presión en las palas produce además una fuerza axial considerable en las palas móviles, lo que se suele compensar con un pistón de equilibrado que crea a su vez un empuje en sentido opuesto al del vapor.

La eficiencia de expansión de las turbinas modernas de varios escalones es alta, dado el avanzado estado de desarrollo de los componentes utilizados en las turbinas y la posibilidad de recuperar las pérdidas de un escalón en los siguientes con un sistema de recalentamiento. El rendimiento que se obtiene al transformar en movimiento la energía teóricamente disponible suele superar el 90%. La eficiencia termodinámica de una instalación de generación con vapor es mucho menor, dada la pérdida de energía del vapor que sale de la turbina.

2) Tipos de turbinas de vapor

- Acción.

Tipo más sencillo en la que los chorros de la turbina están sujetos a un punto dentro de la carcasa de la turbina y las palas están dispuestas en los bordes de ruedas que giran alrededor de un eje central. El vapor pasa a través de las boquillas y alcanza las palas. Éstas absorben una parte de la energía cinética del vapor en expansión, lo que hace girar la rueda y con ella el eje al que está unida. La turbina está diseñada de forma que el vapor entre por un extremo de la misma y se expanda a través de una serie de boquillas hasta que ha perdido la mayor parte de su energía interna.

- Reacción.

La energía mecánica se obtiene de la aceleración del vapor en expansión. Las turbinas de este tipo cuentan con dos grupos de palas, unas móviles y las otras fijas. Las palas están colocadas de forma que cada par actúa como una boquilla a través de la cual pasa el vapor mientras se expande. Las palas de las turbinas de reacción suelen montarse en un tambor en lugar de una rueda. El tambor actúa como eje de la turbina.

Para que la energía del vapor se utilice eficientemente en ambos tipos de turbina, es necesario utilizar varios escalones en cada uno de los cuales se convierte en energía cinética una parte de la energía térmica del vapor. Si se hiciera toda la conversión de los dos tipos de energía en un solo escalón, la velocidad rotatoria de la rueda sería excesiva. Por lo general se utilizan más escalones en las turbinas de reacción que en las turbinas de acción. Se puede comprobar que, con el mismo diámetro y la misma cantidad de energía, la turbina de reacción necesita el doble de escalones para obtener un rendimiento máximo. Las turbinas más grandes, que normalmente son de acción, emplean hasta cierto grado la reacción al principio del recorrido del vapor para que el flujo de vapor sea eficaz. Muchas de las turbinas de reacción utilizan primero un escalón de control de acción, lo que reduce el número de escalones necesarios.

A causa del aumento de volumen del vapor cuando se expande, es necesario aumentar en cada escalón el tamaño de las aberturas a través de las cuales pasa el vapor. Durante el diseño real de las turbinas este aumento se consigue alargando las palas de un escalón a otro y aumentando el diámetro del tambor o la rueda a la que están acopladas las palas. También se agregan dos o más secciones de turbina en paralelo. Como resultado de esto, una turbina industrial pequeña puede ser prácticamente cónica con el diámetro más pequeño en el extremo de entrada (mayor presión), y el diámetro mayor en el extremo de salida. Las grandes turbinas de una central eléctrica nuclear pueden tener cuatro rotores con una sección de alta presión con flujo doble, seguida de tres secciones de baja presión y flujo doble.

3) Causas que desvían el rendimiento de una turbina de vapor real de una ideal.

1. Fricción de la energía en el estator (toberas).
2. Fricción del fluido en los pasajes del rotor (alábes)
3. Pérdidas de fluido en las puntas de los álabes o en las juntas.
4. Fricción entre el rotor y el fluido
5. Pérdidas por ventilación.
6. Energía cinética rechazada en el rotor

3.1.2 RECUPERADORES DE CALOR

Los recuperadores de calor se utilizan para recuperar la energía de los gases de escape de las plantas de proceso y generación. Básicamente pueden ser clasificados en las siguientes categorías:

1. Aquellos con los que se pretende maximizar la recuperación de energía compatible con consideraciones tanto de economía como de alta o baja temperatura de corrosión. Ejemplos de esto son los arreglos en turbinas de gas de ciclos combinados o sistemas de cogeneración, plantas de incineración, etc.

2. Recuperadores para enfriamiento de los gases a una temperatura deseada acorde a las consideraciones del proceso que se trate, como por ejemplo las plantas de hidrógeno y acido sulfúrico, en las cuales la energía recuperada pasa a un segundo termino siendo el propósito principal el control del rango de temperatura de los gases.

Por otra parte, los recuperadores de calor asociados a las turbinas de gas se dividen en Recuperadores de Circulación Natural y Recuperadores de Circulación Forzada. Tabla 3.1

Tabla 3.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS RECUPERADORES DE CALOR

CIRCULACIÓN NATURAL	CIRCULACUIÓN FORZADA
Disposición horizontal (Generalmente)	Disposición vertical o lateral
Haz tubular vertical	Haz tubular horizontal
Circulación por diferencia de densidad entre agua y vapor	Circulación por bombas

Los recuperadores de calor de Circulación Natural no requieren de energía para bombeo de circulación, ocupan menos espacio, pero son menos flexibles ante variaciones de carga. Por otro lado, los recuperadores de calor de Circulación Forzada necesitan de un mayor mantenimiento, presentan mayor costo energético principalmente por bombeo de circulación, pero son flexibles ante variaciones de carga.

3.1.2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DISEÑO DE RECUPERADORES DE CALOR

Dentro de las principales características de los recuperadores de calor se tiene que son de un diseño modular de sus componentes, aceptan gran variedad de gases de escape de turbina y su operación, así como su desempeño, es fiable.

Los recuperadores de calor permiten el fácil acceso a las partes de alta presión, esto posibilita el mantenimiento a sus elementos, los cuales presentan una erosión y corrosión mínima. Las bombas de circulación en los recuperadores de Circulación Forzada son de baja velocidad.

Las turbinas asociadas a recuperadores de calor pueden tener un arranque directo y considerablemente rápido, entre 20 y 30 minutos, así como la posibilidad de soportar cambios repentinos de carga.

3.1.2.2 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UN RECUPERADOR DE CALOR

Los recuperadores de calor se conforman de elementos divididos en cinco grupos:

- **I.** Partes a presión (Tubería y Domo)
- **II.** Conductos de gas
- **III.** Sistemas de desviación de los gases cuando no opera el ciclo de vapor
- **IV.** Quemadores de postcombustión
- **V.** Otros equipos
- **VI.** Dispositivos eléctricos y electrónicos para alimentación, control e instrumentación

I. Partes a presión

- ✓ **Tubos lisos**

Son las primeras filas de tubos. En estos no existe temperatura de postcombustión.

- ✓ **Tubos aleteados**

Los diámetros nominales son 25.4, 31.8, 38.8 y 50.8 mm. El espesor se define según la presión de fluido, longitud de los tubos y temperatura de trabajo. El numero de aletas que los rodean se encuentran en el rango de 1 – 7 por pulgada de diámetro con un espesor de 1 o 1.27 mm.

Las ventajas de utilizar tubos aleteados en los recuperadores de calor es que los diseños son más compactos debido a la menor cantidad de hileras en la dirección del flujo de los gases de combustión, derivando una menor longitud de domo, costo por material y mano de obra. Gracias al aleteado de los tubos, el flujo de calor por unidad de área es mayor.

El uso de los tubos aleteados en los recuperadores de calor se recomienda cuando la relación de coeficiente de transferencia de calor entre el exterior y el interior es pequeño.

Para los distintos módulos del recuperador de calor con tubos aleteados, los valores del coeficiente de transferencia de calor se resumen en la Tabla 3.2.

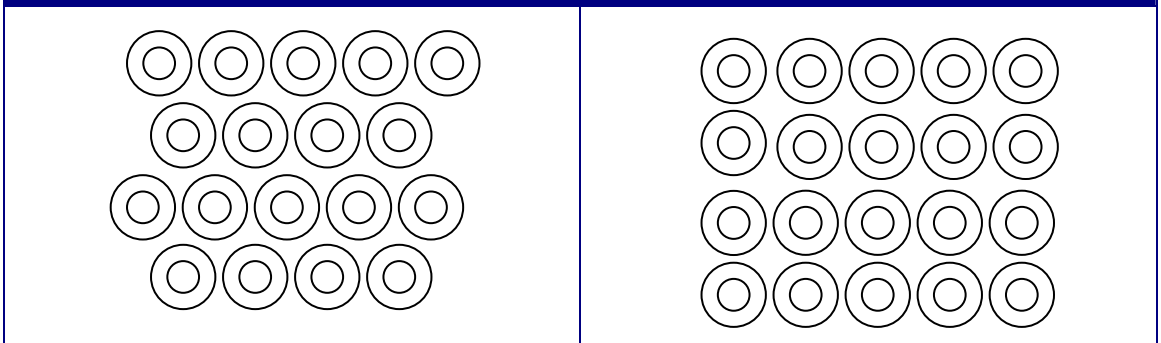
Tabla 3.2 COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN RECUPERADORES DE CALOR W/m²-°C

Módulo	Interior	Exterior
Evaporadores y economizadores	8,500 – 17,000	55 – 115
Sobrecalentadores	170 – 1,700	0.032 – 0.676

Los tubos aleteados para evaporadores y economizadores se recomienda tengan una densidad entre 5 y 6 aletas por pulgada, mientras que para los sobrecalentadores se recomienda entre 2 y 3 aletas por pulgada.

Las 2 formas de agrupar los tubos se ilustran en la Figura 3.9.

Figura 3.9 DISPOSICIÓN DE TUBOS EN RECUPERADORES DE CALOR



Arreglo de tubos escalonados	Arreglo de tubos alineados

Con los arreglos escalonados se desarrollan coeficientes de transferencia mayores, lo que implica un menor área de transferencia, además de que la instalación de los equipos para este tipo de arreglo implica un costo marginalmente menor. Sin embargo, la caída de presión a través de este arreglo es mayor comparado con el arreglo alineado. Para evitar una caída de presión considerable se recomienda colocar aletas de un gran espesor.

- ✓ **Domo**

La ubicación del domo depende de si se trata de un Recuperador de Calor de circulación forzada o natural, ya que en el primer caso se encuentra en la parte lateral y en la parte superior para el segundo caso.

II. Conductos de gas

Tipos de conductos:

- Asilados externamente

  Son construidos de acero aleado con espesor y refuerzos según los requerimientos de la presión de trabajo. El aislamiento es a base de lana mineral con chapa de aluminio.

- Aislados internamente

  Se fabrican de acero al carbón (Casing frío). Su aislamiento se compone de mantas de fibra cerámica. El espesor del aislante varía según la temperatura de operación.

III. Sistema de desviación de los gases

- Diverter

  Compuerta de 1 hoja de aluminio que se encarga de desviar los gases de escape provenientes de la turbina de gas. Puede estar constituido de doble persiana.

  Su accionamiento es por medio de uno o varios motores eléctricos, o por medio de un sistema neumático o hidráulico.

- Guillotina

  Compuerta de aluminio. Únicamente se emplean cuando existen varias turbinas de gas que suministran el gas al mismo recuperador de calor. Operan solo cuando se labora en mantenimiento como sistema de seguridad.

IV. Quemadores de postcombustión

Tipos de quemadores:

- **Parrilla (Gris Burners)**

  Los combustibles utilizados en este quemador únicamente son gases.

  No requiere de sistema de inyección de aire para enriquecimiento.

  Presenta mejor perfil de temperaturas.

- **Lanza (Duct Burners)**

  Admite combustibles líquidos tanto ligeros como pesados.

  Su dimensión es mayor comparado con el quemador tipo parrilla.

  Requiere sistema de inyección gases para enriquecimiento.

En ambos quemadores la relación de *combustible/aire* es de 1/30. La respuesta de los quemadores es buena ante los cambios repentinos de carga.

V. Otros equipos

- Sistema de purga
- Sistema de dosificación química
- Bombas de agua de alimentación y circulación
- Sistema de aire ambiente
  - ✓ Ventilador
  - ✓ Sistema de aire de sellos

VI. Dispositivos eléctricos y electrónicos para alimentación, control e instrumentación

- **Sistema de control y seguridad**
  - ✓ BSP (Boiler Protection System)
    - Garantiza el funcionamiento de la caldera dentro de los parámetros de diseño y código.
    - Realizado con lógica cableada o PLC FAIL – SAFE.
  - ✓ BMS (Burner Nagnament System)
    - Opera y garantiza la seguridad de los quemadores.
    - Generalmente integrado con la lógica del BSP.

- **Otros sistemas de control**
  - ✓ DCS (Digital Control System)
  - ✓ Lazo de control de nivel de domo
  - ✓ Lazo de control de presión de vapor
  - ✓ Lazo de control de nivel de temperatura de purga continua
  - ✓ Lazo de control de atemperación
  - ✓ Lazo de control de conductividad de agua de alimentación

- **Instalación eléctrica**
  - ✓ Electricidad – Parámetros de diseño
    - Clasificación de áreas
    - Seguridad (Redundancia de equipos principales)
    - Temperatura de operación y ambiente y dilatación en los materiales
    - Equipo con operación local y remota
  - ✓ Sistemas auxiliares
    - Red de tierras en área y subterránea
    - Sistema de iluminación normal y emergencia
    - Tomas de corriente y punto de prueba.

3.1.3 CONDENSADORES

El objetivo principal de este tipo de equipos es el de condensar el vapor de escape de la turbina de vapor, recuperando el agua de alta calidad para su reutilización posterior al ciclo.

El condensador es uno de los equipos de mayor importancia en una planta de generación de tipo térmica.

Básicamente los condensadores se pueden dividir en dos categorías primarias:

1. **Condensadores de contacto directo**
2. **Condensadores de superficie**

3.1.3.1 CONDENSADORES DE CONTACTO DIRECTO

Son aplicados en casos especiales cuando se usan torres de enfriamiento en plantas geotérmicas y en plantas de generación que usen diferencias de temperatura con agua de mar.

Este tipo de condensadores implican que el condensado del vapor se realice por la mezcla directa con el agua de enfriamiento.

Se subdividen de la siguiente forma:

- ✓ Condensador de Spray

  El vapor se mezcla directamente con agua de enfriamiento. Al rociarla se hace uso de una bomba.

- ✓ Condensadores barométricos y tipo Jet

  Este tipo de condensador funciona de la misma forma que el anterior, solo que no necesita de bomba para rociar el agua.

  El agua de enfriamiento baja en cascada a través de una serie de bafles en forma de cortina de agua. El vapor se condensa y la mezcla va hacia abajo a través de la cola de un tubo hacia una fuente caliente.

  En el condensador tipo Jet, la elevación de la cola del tubo es reemplazada con un difusor. Dicho difusor actúa con el principio de separación de sección de una tobera convergente – divergente de flujo subsónico.

- ✓ Condensadores de chorro

3.1.3.2 CONDENSADORES DE SUPERFICIE

Son los comúnmente usados en las plantas de generación. Esencialmente se componen de armazón y tubos intercambiadores de calor, en los cuales los mecanismos primarios de transferencia de calor son la condensación y saturación del vapor fuera de los tubos y la convección forzada del calentamiento del agua circulante dentro de los tubos.

Numero de pasos y divisiones

Este tipo de condensadores esta diseñado con uno, dos o cuatro pasos de agua de enfriamiento. El número de pasos determina el tamaño y la efectividad del condensador.

En el condensador de un paso, el flujo de agua de enfriamiento pasa a través de los tubos del condensador de una sola vez, de principio a fin del tubo.

Los condensadores de superficie de un paso se aplican cuando es necesario evitar el ensuciamiento por el lado del agua de enfriamiento, tal y como sucede cuando el agua de enfriamiento es de mar o río.

3.2 DISEÑO Y MANUFACTURA DE LAS TURBINAS

El progreso en la construcción de las turbinas de vapor y gas se rige por los avances logrados en la aleación de materiales capaces de resistir los elevados esfuerzos centrífugos y térmicos. El diseño, evaluación y elección de las aleaciones se determina con pruebas no destructivas de corta duración, así, cuando son sometidos durante largo tiempo a elevadas temperaturas se debe tener un mínimo en las deformaciones remanentes y en los esfuerzos unitarios presentes al perder uniformidad.

3.2.1 PROPIEDADES DE LOS MATERIALES

La variedad en las necesidades de diseño y construcción de las turbinas de gas y de vapor haría muy extenso abordar a detalle cada una de las características de los materiales que las componen, por lo cual daremos solo un resumen de las principales propiedades.

a) *Elevada Resistencia*. Para las partes sometidas a grandes esfuerzos y que trabajen a menos de 400°C, las pruebas de comportamientos límite (límite de resistencia, límite de elasticidad, etc.) podrán ser de corta duración. Si la temperatura de operación es superior, el ensayo deberá ser de larga duración (ensayos de fluencia).

b) Elevada Plasticidad. Necesaria para la distribución uniforme de los esfuerzos.

c) Estabilidad en la estructura. En funcionamiento no se deben deteriorar las propiedades mecánicas.

d) Resistencia a la corrosión. Resistencia al deterioro químico por la influencia de gas o vapor.

Es importante la resistencia a la corrosión a elevadas temperaturas. El elemento anticorrosivo mas empleado en las aleaciones es el Cromo (*Cr*). Los aceros al cromo pobres solo resisten la corrosión hasta uno 540°C, mientras que los aceros que contienen 12 a 13% de *Cr* pueden soportar los 600°C. Para las elevadas temperaturas de una turbina de gas, la resistencia a la corrosión se logra con los aceros austeníticos y otras aleaciones no férreas.

En las carcasas de las turbinas de vapor se utiliza algunas veces fundición de acero y se recubre la parte interior con una capa de *Al (aluminio)* difundida por un proceso especial.

Para los álabes de las turbinas de gas, el alto contenido de azufre o las cenizas obliga utilizar empaquetaduras laberínticas de aceros austeníticos, otras veces se utiliza estelita para conseguir una óptima hermeticidad. Para evitar la corrosión originada por las cenizas derretidas en las turbinas de gas que funcionan con gas, gasoil y combustible Bunker C, es necesario reducir el contenido de *Na* en el combustible a un mínimo, pero este proceso encarece grandemente el combustible.

e) Resistencia a la erosión (deterioro mecánico).

f) Características de tecnología aceptable. Fabricación tecnológica posible y económica para poder obtener piezas al tamaño y con la perfección necesaria y a buen precio.

g) Elevado coeficiente de conductividad térmica. En tanto mayor sea este, mayor será la uniformidad del campo de temperaturas en la pieza y menor el esfuerzo derivado de un alto gradiente de temperatura.

h) Pequeño coeficiente de dilatación lineal. Entre mayor sea este, mayor será la posibilidad de grietas en el material. Ejemplo de esto es cuando el borde de ataque más caliente de un álabe se dilata más que el resto del cuerpo produciéndose elevados esfuerzos de compresión en el metal.

i) Magnitudes mínimas de tensiones internas.

j) Ausencia de poros o grietas internas.

k) Resistencia a la fluencia. Según el uso del material, no basta que no se produzca rotura, sino que la deformación producida por esfuerzo de larga duración a alta temperatura no sobrepase los límites permisibles durante el periodo de vida.

l) Buena resistencia específica. Relación *Resistencia/Densidad* elevada. Importante para aplicaciones aeronáuticas. La ventaja que ofrece este tipo de aleaciones es la disminución de esfuerzos centrífugos.

3.2.2 RESISTENCIA DE LOS MATERIALES A ALTA TEMPERATURA: FLUENCIA

El aumento gradual de la deformación de los metales sometidos a un esfuerzo constante se denomina fluencia. Esta deformación es mayor en cuanto mayor sea la carga y la temperatura.

El ensayo de fluencia a la temperatura máxima de funcionamiento es muy importante para conocer el comportamiento de los elementos de una turbina, ya que si bien no se sobreviene la rotura de los álabes, la deformación puede ser tal que estos entrarán en contacto con la carcasa de la turbina.

En el ensayo se mantienen la temperatura constante y se somete la pieza a un esfuerzo también constante. Así, la representación gráfica lleva a las ordenadas como las deformaciones unitarias y como abscisas los tiempos respectivos en que se han medido estas deformaciones.

En la Figura 3.10 es posible notar como ocurre el ensayo:

En la ZONA I la velocidad de deformación $d\varepsilon/d\tau$ es muy grande hasta que en el punto B la deformación se hace más lenta debido a la resistencia mecánica del mismo material.

La velocidad de deformación de la ZONA II es casi constante.

En el punto C se inicia la ZONA III, donde la velocidad de deformación aumenta considerablemente y como la pieza se comienza a estrechar, sobreviene la rotura.

La velocidad de deformación aumenta tanto si aumenta el esfuerzo como si aumenta la temperatura.

La deformación de este tipo se puede expresar en mm/mm o en % de la longitud inicial.

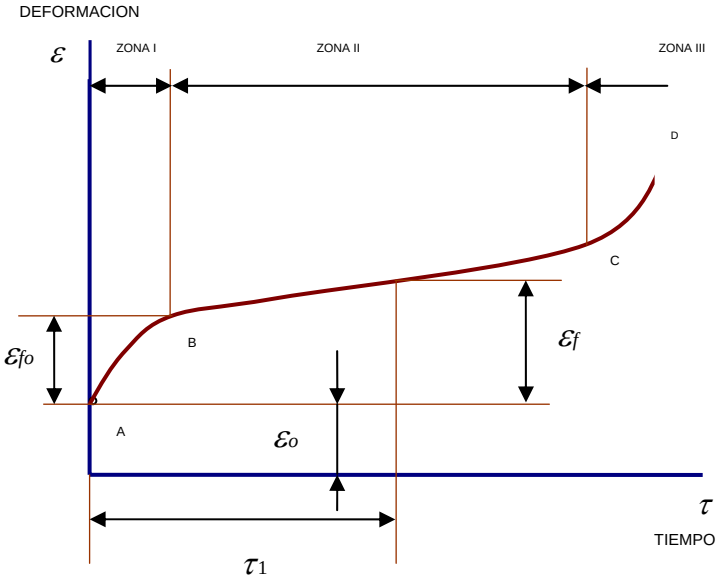


Figura 3.10 ENSAYO DE FLUENCIA

En la Figura 3.10, ε_o representa la deformación inicial por la aplicación de la carga, ε_f la deformación plástica y ε_{fo} la extrapolación de la curva. Es evidente que:

$$\varepsilon = \varepsilon_o + \varepsilon_f$$

La velocidad de deformación $v_\varepsilon = \dfrac{d\varepsilon_f}{d\tau}$ se mide en mm/mm por hora o en % de deformación en relación a la longitud inicial. Se tiene también:

$$\varepsilon_f = \varepsilon_o + \frac{d\varepsilon_f}{d\tau}\tau_1$$

Donde ε_{fo} suele despreciarse y τ_1 es el tiempo de vida asignado a la pieza.

3.2.3 CRITERIOS DE RESISTENCIA

Según sea el tipo de turbina se utilizan los siguientes criterios.

a) *Límite Elástico* ($\sigma_{0.2}$, $\sigma^t{}_{0.2}$). Esfuerzo aplicado al material que deja una deformación remanente. Se toma como límite aquel esfuerzo que produzca una deformación del 0.2%, de ahí el símbolo con que se designa. El exponente t indica la temperatura a la que se ha de tomar dicho límite. Ejemplo: $\sigma^{500}{}_{0.2}$ =>límite elástico a 500°C.

b) *Límite de rotura por fluencia a t °C (*$\sigma^{t}{}_{r\tau}$*).* Esfuerzo que a la temperatura de t °C se produce la rotura después de τ horas de funcionamiento. Ejemplo: $\sigma^{600}{}_{r10^5}$ =>límite de rotura por fluencia a 600°C y 10^5 horas.

c) *Límite de deformación por fluencia a t °C (*$\sigma^{t}_{\varepsilon/\tau}$*).* Esfuerzo que a la temperatura de t °C se produce una deformación de ε % después de τ horas de funcionamiento. Ejemplo: $\sigma^{700}_{1/10^5}$ =>esfuerzo que produce una deformación del 1% a 700°C después de 10^5 horas.

d) *Limite de fatiga (*σ_{-1}*).* Esfuerzo bajo el cual se rompe una pieza sometida a una carga alternativa de tracción y compresión.

Según el criterio de resistencia adoptado, los fabricantes toman un coeficiente de seguridad apropiado que en general oscila entre 1.5 y 2.0. Se recomienda tomar para temperaturas moderadas $k_{0.2} = 1.7$ y para temperaturas elevadas:

$$k_{0.2} = 2 \quad , \quad k_{rf} = 1.3 \qquad \text{y} \qquad k_{\varepsilon f} = 1.7$$

Donde $k_{0.2}$, k_{rf} y $k_{\varepsilon f}$ son los coeficientes de seguridad relativos a los límites elásticos, de rotura y deformación por fluencia respectivamente. Según el criterio de resistencia adoptado, los esfuerzos máximos de trabajo admisibles serán:

$$\sigma_{\max} = \frac{\sigma^{t}_{0.2}}{k_{0.2}} \quad , \qquad \sigma'_{\max} = \frac{\sigma^{t}_{r\tau}}{k_{rf}} \qquad \text{y} \qquad \sigma''_{\max} = \frac{\sigma^{t}_{\varepsilon/\tau}}{k_{\varepsilon f}}$$

El material deberá poder trabajar al esfuerzo máximo en cada caso.

Los álabes de las turbinas están sometidos también a un *esfuerzo de flexión* causado por el fluido. Como los esfuerzos dinámicos que se originan en los álabes son directamente proporcionales al esfuerzo de flexión mencionado y, difíciles de determinar, se suele proceder limitando sencillamente el esfuerzo de flexión según se trate de una corona de admisión total o parcial.

3.2.4 ALEACIONES UTILIZADAS EN LAS TURBINAS

El número de aleaciones presentes en la construcción de turbinas han sido muy numerosas sucediendo que las nuevas generaciones de aleaciones reemplazan a las antiguas, dejando el uso de estas ultimas para sistemas más económicos. Debido a la gran variedad y a las distintas propiedades que adquieren después de los tratamientos para su obtención, solo enunciaremos los grandes grupos de aleaciones.

1. *Aceros ferríticos y aceros austeníticos*

Los aceros ferríticos son más baratos que los austenícos y su resistencia es buena por debajo de los 565 °C. Conviene distinguir entre los aceros ferríficos no aleados, aleaciones pobres y aleaciones. (Tabla 3.3)

Tabla 3.3 TIPOS DE ACEROS FERRÍTICOS

	TEMPERATURA	PARTICULARIDAD
No aleados	440°C	**--**
Aleaciones pobres	540°C	Tanto mayor temperatura a menor esfuerzo
Aleaciones ricas	565°C	Pueden alcanzar mayor temperatura en corta duración.

Para temperaturas mayores a los 565°C se recurre a los aceros austeníticos, en cuya aleación el elemento básico es el *Ni (Niquel)* en una proporción al menos del 13%. La resistencia a altas temperaturas de estas aleaciones se mejora con la adición de *Mo (Molibdeno), W (Tugsteno)* y *V (Vanadio)*, o de *Ti (Titanio)* y *Ta/Nb (Tantalio / Niobio)* y con una proporción importante de *Co (Cobalto).* Alguna de estas aleaciones llega soportar temperaturas de 900°C.

Sin embargo, la construcción de turbinas de vapor tiene una tendencia conservadora exigida por la optimización económica, por lo que el uso de los aceros austeníticos queda limitado a zonas específicas como puede ser la entrada de alta presión de la máquina. En contraparte, los aceros ferríticos se emplean para la construcción de los rotores aun más que por aventajar en precio, por la gran conductividad térmica y su bajo coeficiente de expansión térmica lineal.

En las turbinas de gas se utiliza las siguientes aleaciones según la temperatura de operación. (Tabla 3.4)

Tabla 3.4 TEMPERATURAS PARA ALEACIONES DE METALES AUSTENÍTICOS

HASTA	ALEACIONES UTILIZADAS
120 °C	Aleaciones de aluminio
500 °C	Aceros austeníticos
1000 °C	Superaleaciones de *Ni* y *Co* como metales básicos
1700 °C	Metales refractarios (*W, Mo , Nb, Ta*), o bien grafito y materiales cerámicos.

3.2.4.1 MATERIALES CLASICOS Y SUS ALEACIONES

Ya se hablo del cromo y de sus propiedades anticorrosivas en las aleaciones. Por otra parte, metales como el Magnesio, que aunque no proveen resistencia a la corrosión y cuya resistencia especifica es muy elevada, podrán ser utilizados gracias a las capas protectoras que se ensayan. Enseguida se exponen algunos otros metales más.

a) Molibdeno

Metal de tipo refractario que imparte gran resistencia a las aleaciones. El aumento de resistencia a la fluencia y supresión de la corrosión se logra con adiciones de *Mo, Ta* y *Nb*. Además, con *Mo* y pequeñas aleaciones de *Ti* se han conseguido soportar temperaturas de 1000°C con un elevado esfuerzo de rotura.

Los inconvenientes de este metal son su poca resistencia a la oxidación y la gran fragilidad a la temperatura ambiente.

Las aleaciones de este metal figuran en la siguiente Tabla 3.5.

Tabla 3.5 ALEACIONES DEL MOLIBDENO

No.	ALEACIÓN	COMPOSICIÓN %					
		C	Mn (Manganeso)	Cr	Mo	Ni	V
1	22Mo4	0.22	0.55	<0.3	0.35	-	-
2	28CrNiMo4	0.28	0.40	1.15	0.25	1.15	-
3	28NiCrNo7	0.28	0.40	1.25	0.35	1.95	-
4	34NiCrMo6	0.34	0.40	1.45	0.25	1.55	-
5	28CrNiMo4 4	0.28	0.40	1.15	0.45	1.15	-
6	42CrMo4	0.42	0.65	1.05	0.20	-	-
7	16CrMo4	0.16	0.65	1.05	0.20	-	-
8	22CrMo4	0.22	0.65	0.95	0.25	-	-
9	16CrMo4 4	0.16	0.65	1.05	0.45	-	-
10	22CrMo4 4	0.22	0.65	0.95	0.45	-	-
11	24CrMoV5 5	0.24	0.45	1.35	0.55	-	-

Las aleaciones la Tabla 3.5 se utilizan mucho en los tambores, discos y ejes de las turbinas de vapor, unas u otras según la temperatura. Las aleaciones 1, 7 y 9 son fácilmente soldables.

b) Aluminio

Tiene dos características positivas: Gran resistencia especifica y la facilidad de ser trabajado; por otra lado, una negativa: su poca resistencia térmica.

Aleaciones de *Al* de alta resistencia del tipo *AlCuMg* (Aluminio-Cobre-Magnesio) o *AlZnCu* (Aluminio-Zinc-Cobre) siguen siendo muy utilizadas aunque no se presten a soldaduras. Por otro lado, las del tipo *AlMgSi* (Aluminio-Magnesio-Silicio), a pesar de que son menos resistentes, si se pueden manejar para soldaduras.

En la técnica espacial es donde se han desarrollado nuevas aleaciones, sobre todo para aprovechar las buenas propiedades diamagnéticas, cunductibilidad térmica elevada y la alta resistencia al agrietamiento.

c) Níquel y cobalto

Junto con el *Cr*, son los elementos básicos de las llamadas superaleaciones no férreas. Su utilización es indispensable en las turbinas de gas.

Ya que el níquel posee una gran resistencia a la fluencia, las aleaciones de corta duración han alcanzado temperaturas de 1300°C. (Tabla 3.6)

Tabla 3.6 ALEACIONES NIMONIC

ALEACIÓN	COMPOSICIÓN %												
	C	Cr	Co	Mo	Ti	Al	Fe	Si	Cu	Mn	Zr	B	Ni
Nimonic 75	0.10	20	-	-	1.8	0.4	max	-	-	-	-	-	resto
Nimonic 80	0.1 max	20	2.0 max	-	2.3	1.3	5.0 max	-	-	-	-	-	resto
Nimonic 90	0.13 max	20	18	-	2.5	1.5	5.0 max	-	-	-	-	-	resto
Nimonic 100	0.3 max	11	20	5.0	1.5	5.0	2.0 max	-	-	-	-	-	resto
Nimonic 105	0.20	15	20	5.0	1.2	4.5	1.0 max	-	-	-	-	-	resto
Nimonic 115	0.50	15	15	3.5	4.0	5.0	-	-	-	-	-	-	resto
Nimonic 1118	0.16	15	14.9	3.5	3.85	4.8	0.7	0.4	0.2	0.5	0.45	0.016	resto

El Nimonic 118 se ha utilizado en álabes de turbinas de gas con temperaturas de 900°C.

d) Titanio

El titanio tiene una resistencia comparable con la del acero pero con una densidad 40% menor, además presenta una elevada resistencia a la corrosión, a la fatiga y a la fluencia hasta 500°C. En cambio, el trabajo de este metal es delicado así como su manejo en caliente y con soldaduras, por lo que para reducir costos en la fabricación de las piezas se realizan aleaciones.

La aleación conocida con el nombre de $\alpha + \beta Ti - 6Al - 4V$ es la que ocupa el primer lugar de entre las pocas que realmente se utilizan por la complejidad de elaboración.

e) Metales refractarios

A este grupo pertenecen los siguientes metales y sus respectivas aleaciones: *W, Ta, Nb*, y el *Mo*. El interés en estos metales se debe a la elevada resistencia en esfuerzos de larga duración, de ahí su uso en las turbinas de gas. Su uso es limitado por la poca resistencia a la corrosión.

f) Capas protectoras

Técnica utilizada para cubrir las aleaciones. Su espesor no suele superar los 0.1 mm con el fin de aumentar la vida útil de las mismas.

Su aplicación, por ejemplo, se encuentra en las turbinas de gas de los turborreactores cuyos álabes están recubiertos con una capa protectora de aluminio.

3.2.5 MATERIALES UTILIZADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE LAS TURBINAS

A continuación mencionaremos algunos de los materiales mas empleados, que aunque no será ni siquiera una enumeración incompleta, esperamos baste para adquirir una visión de conjunto de esta materia.

3.2.5.1 TURBINAS DE VAPOR

a) Alabes

Los aceros más empleados son los inoxidables. Para temperaturas moderadas, hasta unos 450°C, se utilizan los aceros del tipo 1x13 y 2x13, no.1 y 2 respectivamente de la Tabla 3.7, con los cuales se puede llegar hasta los 550°C bajo velocidades de rotación moderadas. Para mayores temperaturas hay que recurrir a los aceros como el 1X12B2MØ (no. 3, Tabla 3.7), el cual puede llegar a 580°C con esfuerzos relativos.

Los metales antes mencionados cumplen las especificaciones ordinarias, pero para aplicaciones especiales los aceros austeníticos de alta resistencia a la fluencia pueden alcanzar los 700°C. Como ejemplo esta el acero E1612K (no. 4, Tabla 3.7). Estos metales, aparte de su alto contenido de *Cr*, con aditivos como *W*, *Mo*, y *Co* aumentan la resistencia a altas temperaturas.

Para evitar la corrosión en zonas de vapor húmedo se recubre los álabes de las últimas coronas con una placa de estelita, cuya composición es de 1-2% *C (Carbono)*, 25-28% *Cr*, 65 % *Co*, 4-8% *W* 2-2.5% *Si*, y el resto de *Fe (Hierro)*. Para estos escalonamientos de baja temperatura y esfuerzos centrífugos grandes derivado del tamaño de los álabes se utiliza entre otras la aleación *CrNiMoV-St 90* (no. 10, Tabla 3.7).

b) Discos y tambores

El *S 45* (no. 6, Tabla 3.7) constituye un ejemplo de los aceros utilizados en discos para turbinas de pequeña potencia. En discos de baja presión, donde los esfuerzos son elevados, se puede usar un acero más resistente como el 34XN3M (no. 5, Tabla 3.7). Para los rotores soldados se usa el 34XM (no. 7,idem).

A temperaturas mayores también se utilizan los aceros austeníticos como el ya mencionado E1612K.

c) Ejes

Los materiales más utilizados son los aceros al carbono martensíticos, sin embargo, como los esfuerzos mecánicos y térmicos pueden llegar a ser excesivos en los cilindros de alta presión, se recurre a los aceros aleados como el 34XM.

d) Cuerpo de la turbina

Los cuerpos suele ser de fundición de hiero y rara ves bajo una construcción soldada con chapa de acero. El límite de resistencia de las fundiciones empleadas es de 15 a 20 MN/m² en tensión, de 65 a 100 MN/m² en compresión, y de 30 a 50 MN/m² en flexión. Estos materiales no deben emplearse a más de 250°C.

En los cuerpos de alta presión se utiliza casi exclusivamente carcasa de chapa de acero. Para este fin se han empleado aceros del tipo L5L (no. 13, Tabla 3.7). El límite de resistencia de este material a 400°C es de 150 MN/m². También se puede usar la aleación *CrMo-Stg* (no. 9, idem), siempre que no se sobrepase los 450°C.

Para temperaturas superiores a los 560°C se deben utilizar los aceros austeníticos. Por ejemplo el acero LA3 (no. 14, Tabla 5.11) a 600°C aún tiene un límite de rotura por fluencia de $\sigma_{r10^5} = 140\left[MN/m^2\right]$.

e) Diafragmas

Para temperaturas inferiores a 250°C se emplea la fundición de hierro, hasta 350°C, fundiciones perlíticas como la del no. 8 de la Tabla 3.7 o bien, fundiciones enriquecidas con aditivos especiales. Para temperaturas aún mayores se construyen de acero, por ejemplo, de un acero al *Cr* y *Mo*. Los álabes fijos fresados se pueden construir de un acero del tipo 1x13 y 2x13. Los aceros no. 11 y 12 de la Tabla 3.7 son ejemplos de aceros ferríticos (*Stg GS 22 Mo 4* y el *Stg GF VIS 11),* el primero de los cuales puede emplearse por encima de los 550°C mientras que el segundo, para los esfuerzos que en dichas partes de la turbina pueden encontrase, puede emplearse hasta los 600°C, lo que demuestra que los aceros ferríticos, mucho más económicos que los austeníticos, satisfacen las exigencias que se precisan en la construcción de los diafragmas.

3.2.5.2 TURBINAS DE GAS

Es necesario distinguir dos grupos de turbinas de gas ya que las características de estas afectan la elección de los materiales. Un grupo lo constituyen los motores de aviación primados por un periodo de vida corto, por el contrario, para los motores industriales además del factor de larga vida se considera el factor económico.

Las turbinas de gas utilizadas como grupo estacionario para la producción de energía eléctrica emplean temperaturas más moderadas que aquellas para las que fueron diseñadas como motores de aviación.

Marcando estas diferencias expondremos sólo los materiales empleados en turbinas de tipo industrial.

a) Compresor

Suelen usarse aleaciones ferríficas al *Cr* para los álabes y aceros menos enriquecidos para los discos ya que generalmente la temperatura no sobrepasa los 300°C, además se emplea refrigeración intermedia si la relación de compresión es elevada.

Para los álabes de los compresores pueden emplearse los aceros 1x13 y 2x13 (Tabla 3.7).

b) Cámaras de combustión

Se emplean aceros al *Cr-Ni* anticorrosivos con excelentes resultados gracias a que no existen los problemas de choque y fatiga.

c) Turbinas

Temperaturas de 800°C hace necesario utilizar en la fabricación de los álabes aleaciones de alta resistencia como la llamada *HS-31* (no. 10, Tabla 3.8). Así los materiales más empleados son los aceros al *Cr* como el E1612 K (no. 4, Tabla 3.7) y las aleaciones de *Ni,* tales como las de Nimonic y otras.

Para los discos y tambores se emplean aleaciones semejantes a las mencionadas en las turbinas de vapor para condiciones análogas de temperatura y esfuerzo mecánico.

Tabla 3.7 PROPIEDADES MECÁNICAS DE ALGUNAS ALEACIONES UTILIZADAS EN TURBINAS DE VAPOR

PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ALEACIONES UTILIZADAS EN LAS TURBINAS DE VAPOR				
NO.	MARCA	LÍMITE DE ROTURA MN/m²	LÍMITE ELÁSTICO MN/m²	LÍMITE DE ROTURA POR FLUENCIA MN/m²
1	1 x 13	610	410	-
2	2 x 13	710	510	-
3	1 x 12 B2M Ø	810	740	-
4	E 1612 K	680	360	-
5	34 X N 3 M	955	860	-
6	S 45	625	358	-
7	34 X M	655	465	-
8	Fundición perlítica	280 (a 300°C)	-	-
9	Cr Mo Stg	550 (a 20°C)	280 (a 20°C)	-
10	Cr Ni Mo V-St-90	900 (a 20°C)	750 (a 20°C)	-
11	Stg Gs 22 Mo 4	200 (a 500°C)	-	950 (a 500°C)
12	Stg G F VIS 11	700 (a 20°C)	440 (a 500 °C)	-
13	L 5 L	440 (a 400°C)	160 (a 400°C)	150 (a 400°C)
14	LA 3	330 (a 650°C)	140 (a 650°C)	115 (a 650°C)

Tabla 3.8 COMPOSICIÓN DE ALGUNAS ALEACIONES EMPLEADAS EN TURBINAS DE GAS												
No.	**Marca**	**C**	**Cr**	**Al**	**Ti**	**Mo**	**W**	**V**	**Co**	**Ni**	**FE**	Otros elementos
1	SEA 4340	0.40	0.80	-	-	0.25	-	-	-	1.8	resto	-
2	17-22 A	0.45	1.25	-	-	0.50	-	0.25	-	-	resto	-
3	ALSI Tipo 410	0.15	12.50	-	-	-	-	-	-	-	resto	-
4	Aleación 718	0.05	19.00	0.60	0.8	3.00	-	-	-	53.0	19.0	Cd 5.2 B 0.004
5	L 605	0.10	20.00	-	-	-	15.0	-	resto	10.0	-	-
6	HASTELLOY X	0.10	22.00	-	-	9.00	0.6	-	1.5	resto	18.5	-
7	A-286	0.05	15.00	0.20	2.15	1.25	-	0.30	-	26.0	resto	B 0.003
8	INCONEL 901	0.05	13.50	0.25	2.50	6.20	-	-	-	42.7	resto	-
9	EPK31	0.04	20.00	0.65	2.60	4.70	-	-	14.0	resto	-	Cd 5.3 B 0.02 Zr 0.03
10	HS31	0.50	25.00	-	-	-	7.5	-	resto	10	-	-
11	MAR-M-246	0.15	9.00	5.50	1.50	2.50	10.	10	resto	-	-	Ta 1.50 Ba 0.015 Zr 0.05
12	MAR-M-590	0.60	21.50	-	0.20	-	7.0	-	resto	10	-	Ta 3.50 B 0.005 Zr 0.5
13	M 22 VC	0.13	5.70	6.3	-	2.00	11.0	-	-	resto	-	Ta 3.0 Zr 0.6

3.3 CICLOS DE POTENCIA

Una de las áreas más importantes de aplicación de la termodinámica es la producción de energía eléctrica mediante plantas térmicas, estas basan su funcionamiento en ciclos de potencia. Un ciclo de potencia se define como una serie de procesos termodinámicos durante los cuales el fluido de operación puede someterse a cambios que comprendan transiciones de energía y a continuación retornar a su estado original. El objetivo de cualquier ciclo es convertir energía de una forma a otra más útil.

Los ciclos de potencia se clasifican frecuentemente por el carácter del fluido de trabajo que interviene en el ciclo. Las dos grandes clases de ciclos son:

a) ***CICLOS DE GAS***: En este ciclo no existe ningún cambio de fase de la sustancia de trabajo y el trabajo de compresión de estos representa el trabajo útil del mismo.

b) ***CICLOS DE VAPOR***: Un ciclo de vapor se caracteriza porque durante algunas de las partes del ciclo se halla presente tanto la fase líquida como la fase de vapor. En este ciclo la sustancia de trabajo se condensa hasta la fase líquida a la temperatura inferior del ciclo. El líquido se bombea a la presión deseada de salida. Como el líquido es, en esencia, incompresible, cabe esperar que el trabajo de bombeo del ciclo de vapor represente un pequeño porcentaje de la salida de trabajo útil del mismo. Asimismo, en el ciclo de vapor la sustancia de trabajo puede contener humedad cuando se expande en una turbina. Como ésta es indeseable, se hacen modificaciones en el ciclo de vapor para evitar o reducir esta situación.

   Los ciclos de potencia de vapor trabajan fundamentalmente con el mismo ciclo básico, tanto si el suministro de energía proviniese de la combustión de combustibles fósiles (carbón, gas o petróleo) o como si procediera de un proceso de fisión en un reactor nuclear.

Un ciclo de potencia moderno a gran escala resulta bastante complicado de analizar en cuanto a los flujos de masa y energía. Para simplificar la naturaleza de estos ciclos, se estudian en profundidad tomando como referencia modelos sencillos que contienen procesos *idealizados*. La ventaja que presentan estos modelos es que proporcionan una información cualitativa importante sobre la mayoría de los parámetros que afectan al funcionamiento del ciclo en su conjunto. Como ejemplos de estos ciclos tenemos el ciclo Rankine Simple, Rankine con Sobrecalentamiento y Recalentamiento, Brayton y Combinado.

Para evaluar las características de funcionamiento de los ciclos de potencia se utilizan varios criterios dentro de los cuales destacan los siguientes:

✓ **EFICIENCIA TÉRMICA (η).** La eficiencia térmica se define como el cociente del trabajo neto y el calor agregado al ciclo. Figura 3.11

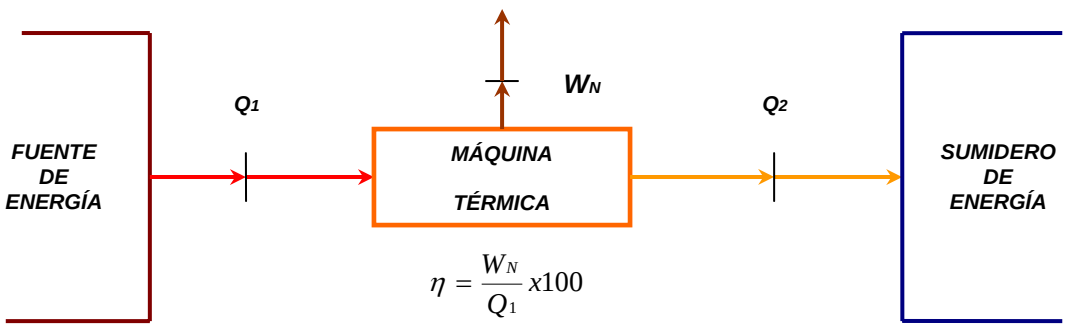


Figura 3.11 EFICIENCIA TÉRMICA

Para ciclos de generación de potencia, el calor se agrega en general a partir de una fuente a alta temperatura. Usando la notación de que Q_1 es el calor agregado al ciclo y que Q_2 es el calor desechado por el ciclo, la primera ley de la termodinámica aplicada al ciclo conduce a:

$$Q_1 = W_N + Q_2$$

Con lo que resulta que el trabajo neto es: $W_N = Q_1 - Q_2$

Así la eficiencia en cantidades de energía es:

$$\eta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} x100$$

En el caso del Ciclo Rankine en una central térmica la eficiencia puede expresarse en cantidades de trabajo, esto es.

Si $W_N = W_T - W_B$, donde W_T es el trabajo realizado por la turbina de vapor y W_B es el trabajo que emplea la bomba.

Por lo tanto:

$$\eta = \frac{W_T - W_B}{W_T} x100$$

Los diseñadores de plantas de potencia y operadores están interesados en la eficiencia como una medida económica debido a que esta afecta directamente a los costos de operación.

- ✓ **RÉGIMEN TÉRMICO (W_R).** El Régimen Térmico se define como la cantidad de calor suministrado, generalmente en Btu, para producir una unidad de trabajo, generalmente en kilowatts hora (KWh), es decir:

$$W_R = \left[\frac{Btu}{KWh}\right]$$

Como se puede observar en las unidades, el régimen térmico (W_R) es inversamente proporcional a la eficiencia.

$$Si \quad \eta = \frac{W_N}{Q_1}\left[\frac{KWh}{BTu}\right]$$

$$W_R = \frac{1}{\frac{W_N}{Q_1}}\left[\frac{1}{\left[\frac{\frac{Btu}{lb}}{\frac{Btu}{lb}}\right]}\right] --(1) \qquad Si\ Sabemos\ que\ 1\left[\frac{Btu}{lb}\right] = 3{,}412\left[\frac{Btu}{KWh}\right] --(2)$$

Sustituyendo (2) *en* (1):

$$W_R = \frac{1}{\frac{\left\langle \frac{W_N}{3{,}412} \right\rangle}{Q_1}} \left[\frac{1}{\left[\frac{\left\langle \frac{\frac{Btu}{lb}}{\frac{Btu}{KWh}} \right\rangle}{\frac{Btu}{lb}} \right]} \right] = \frac{1}{\frac{\left\langle \frac{W_N}{3{,}412} \right\rangle}{Q_1}} \left[\frac{1}{\left[\frac{\left\langle \frac{KWh}{lb} \right\rangle}{\frac{Btu}{lb}} \right]} \right] = \frac{1}{\frac{W_N}{3{,}412 \cdot Q_1}} \left[\frac{1}{\frac{\frac{KWh}{lb}}{\frac{Btu}{lb}}} \right] =$$

Por lo tanto:

$$W_R = \frac{3{,}412}{\eta} \left[\frac{Btu}{KWh} \right]$$

RÉGIMEN TÉRMICO EN EL SISTEMA INTERNACIONAL

$$Si\ 1\ Btu = 0.252\ Kcal$$

$$W_R = \frac{3{,}412}{\eta} \frac{Btu}{KWh} \times \frac{0.252}{1} \frac{Kcal}{Btu} =$$

$$W_R = \frac{859.83}{\eta} \left[\frac{Kcal}{KWh} \right]$$

Dadas las características de la fórmula anterior, para obtener un máximo aprovechamiento del ciclo será necesario que el valor del *Régimen Térmico* sea lo más bajo posible, es decir, que la eficiencia con la que se opere sea la máxima posible. Una eficiencia alta en un ciclo trae consigo, entre otras cosas, que se disminuya la quema de combustible, que se reduzcan las emisiones contaminantes a la atmósfera (CO, CO_2, SO_2, NO_X, CH_4) y que se cuente con un costo de operación y mantenimiento menor.

3.3.1 EFICIENCIA Y RÉGIMEN TÉRMICO DE LOS CICLOS DE VAPOR, DE GAS Y CICLCOS COMBINADOS.

A continuación se analizaran de manera simplificada los ciclos térmicos más usados para observar el aumento de eficiencia y disminución del régimen térmico.

3.3.1.1 CICLO RANKINE SIMPLE

El principio de funcionamiento de las turbinas de vapor tiene su fundamento en el ciclo termodinámico conocido como Ciclo Rankine, en el cual al final el fluido de trabajo retorna a su estado y composición inicial (Figura 3.12). Un Ciclo Rankine de una central eléctrica esta compuesto principalmente por los siguientes componentes:

- **CALDERA.** Su función es la de generar el vapor necesario para el funcionamiento de la turbina.
- **TURBINA.** Es la encargada de utilizar la energía del vapor que se produce en la caldera y transformarla en trabajo útil que mueva un generador eléctrico.
- **CONDENSADOR.** Se emplea para condensar el vapor que sale de la turbina.
- **BOMBA.** Es usada para alimentar la caldera con el agua que proviene del condensador.

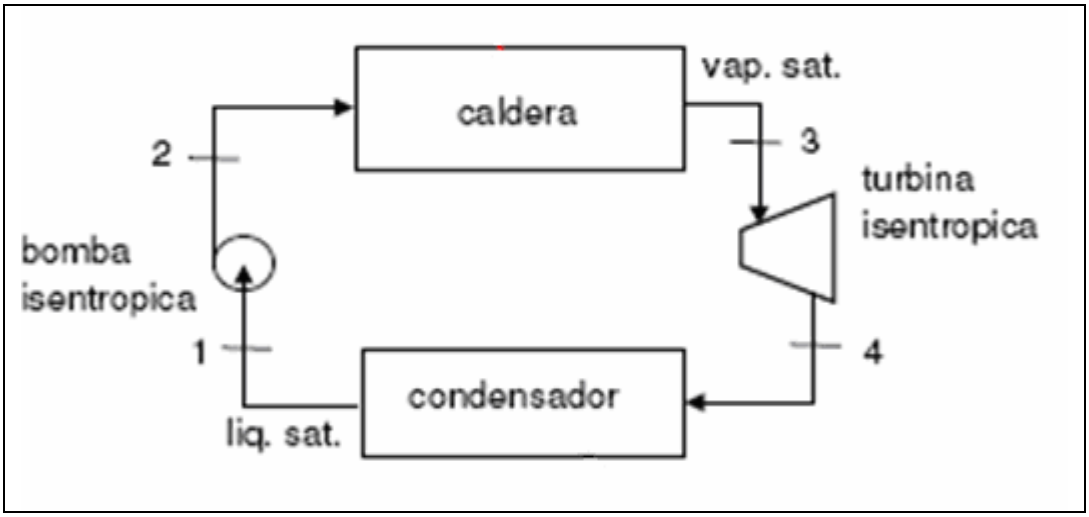


Figura 3.12 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN CICLO RANKINE IDEAL

Estos componentes interactuarán de la siguiente manera para obtener la energía eléctrica que producirá el ciclo:

El vapor que produce la caldera (estado 3) es conducido a través de una tubería hasta la turbina donde recibe el vapor y produce una expansión isentrópica, permitiendo de esta forma mover su rotor y así producir el trabajo (Wt) necesario para mover el generador; una vez generado este trabajo, el vapor que sale de la turbina (estado 4), generalmente vapor húmedo a presión baja, pasa al condensador donde se transforma en liquido saturado (estado 1) en un proceso de extracción de calor que se realiza a presión constante, allí el agua es tomada por la bomba y con un trabajo de bombeo (Wp) se aumenta la presión en un proceso de compresión isentrópica hasta el estado liquido subenfriado (estado 2), donde se alcanza la presión de trabajo de la caldera, en esta se adiciona calor (Q_1) transformando el liquido en vapor recalentado a través de un proceso a presión constante obteniéndose nuevamente el vapor necesario para alimentar la turbina (estado 4).

En la Figura 3.13, donde se ilustra el diagrama de Temperatura en contra de Entropía (T-s), se muestra los 4 procesos que intervienen en el Ciclo Rankine Ideal.

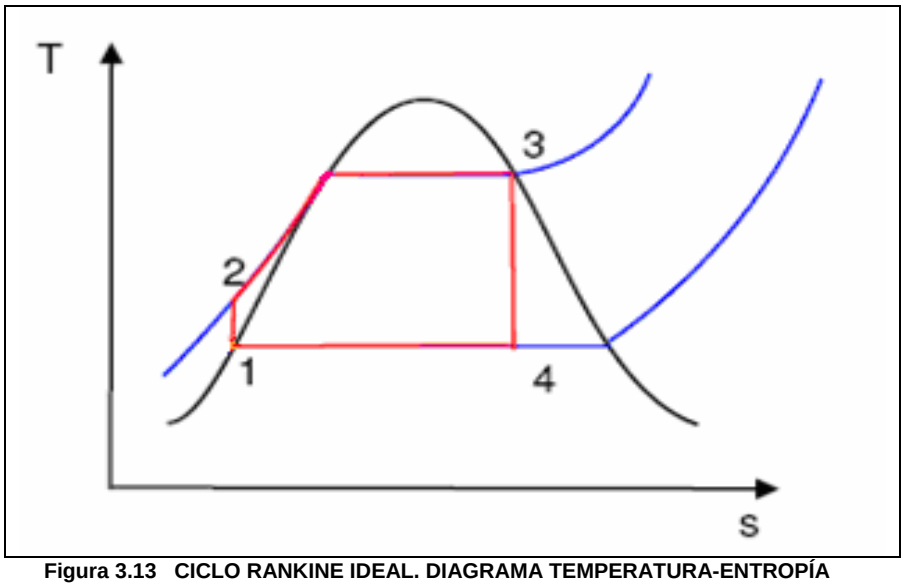


Figura 3.13 CICLO RANKINE IDEAL. DIAGRAMA TEMPERATURA-ENTROPÍA

Si los cambios en la energía cinética y potencial (presión y temperatura) del fluido de trabajo no son considerados (Ciclo Ideal), el calor transferido y el trabajo pueden representarse por áreas en el diagrama.

El área comprendida por los puntos 2-3 representa el calor transferido al fluido de trabajo (Q_1), mientras que el área comprendida por los puntos 1-4 representa el calor desechado por el sistema (Q_2). El trabajo neto realizado está representado por el área comprendida por los puntos 1-2-3-4-1, que es la diferencia entre el calor transferido al fluido de trabajo y el calor desechado por el sistema (W_N).

Ahora bien, con esto y con la definición de eficiencia que se explicó anteriormente obtenemos que:

$$\eta = \frac{W_N}{Q_1} \times 100 = \qquad Pero \quad W_N = Q_1 - Q_2 \qquad \Rightarrow \quad Q_1 = h_3 - h_2 \quad y \quad Q_2 = h_4 - h_1$$

$$W_N = \left[(h_3 - h_2) - (h_4 - h_1)\right]$$

La eficiencia del Ciclo Rankine Ideal será:

$$\eta = \frac{W_N}{Q_1} \times 100 \quad \Rightarrow \qquad \eta = \frac{\left[(h_3 - h_2) - (h_4 - h_1)\right]}{(h_3 - h_2)} \times 100$$

Si consideramos las pérdidas de energía durante el proceso de expansión de vapor al pasar por la turbina, el cálculo de la eficiencia del ciclo Rankine se ve afectado por la eficiencia de la turbina ya que la entalpía en el punto 4 será menor a la que se obtiene en un ciclo ideal.

Y por lo tanto, aplicando la formula anteriormente encontrada, el Régimen Térmico del ciclo se obtendrá como:

$$W_R = \frac{3{,}412}{\eta}\left[\frac{Btu}{KWh}\right] \qquad ó \qquad W_R = \frac{859.83}{\eta}\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]$$

$$W_R = \frac{3{,}412}{\dfrac{\left[(h_3 - h_2) - (h_4 - h_1)\right]}{(h_3 - h_2)}}\left[\frac{Btu}{KWh}\right] \qquad ó \qquad W_R = \frac{859.83}{\dfrac{\left[(h_3 - h_2) - (h_4 - h_1)\right]}{(h_3 - h_2)}}\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]$$

EJEMPLO 1. CICLO RANKINE SIMPLE

En un Ciclo Rankine Simple el vapor saturado entra a la turbina a 2400 Psia y se expande a 0.5 Psia. El ciclo descrito se representa por un diagrama entropía vs temperatura en la Figura 3.14.

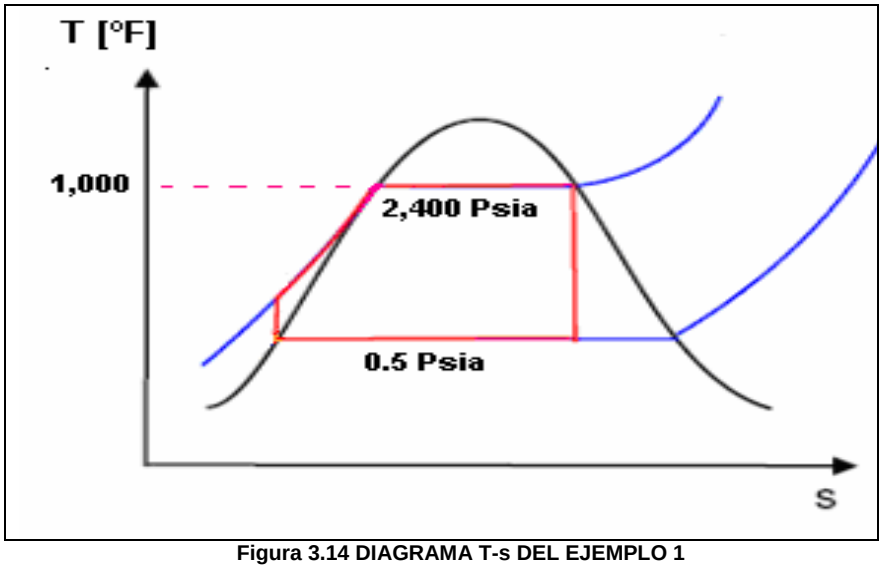


Figura 3.14 DIAGRAMA T-s DEL EJEMPLO 1

Si consideramos una eficiencia de 80% de la turbina de vapor:

a) Calcular la Eficiencia Térmica del Ciclo.

b) Calcular el Régimen Térmico del Ciclo.

SOLUCIÓN

a) EFICIENCIA TÉRMICA

Se obtiene h_3 y S_3 al interpolar los valores de la Tabla de Vapor Saturado:

$$Para \quad P_3 = 2400\ Psia \qquad Se \quad Obtiene: \quad h_3 = 1102.3\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

$$T = 661.65\ ^{o}F \qquad S_3 = 1.2448\left[\frac{Btu}{lb-R}\right]$$

Debido a que de 3 a 4 es un proceso a entropía constante se tiene que:

$$S_3 = S_4 \cdots (1) \qquad \text{y} \qquad S_4 = Sf + X(Sg - Sf) \qquad \Rightarrow \quad X = \frac{S_4 - Sf}{Sg - Sf} \cdots (2)$$

De Tablas de Vapor Saturado con una Presión igual a 0.5 Psia se obtiene que:

$$Sg = 2.0370\left[\frac{Btu}{lb - °R}\right] \cdots (3) \qquad hgf = 1048.6\left[\frac{Btu}{lb}\right] \cdots (5) \qquad V_1 = 0.01607\left[\frac{ft^3}{lb}\right] \cdots (7)$$

$$Sf = 0.0925\left[\frac{Btu}{lb - °R}\right] \cdots (4) \qquad hf = 47.62\left[\frac{Btu}{lb}\right] \cdots (6)$$

Sustituyendo (1), (3) y (4) en (2) se obtiene:

$$X = \frac{1.2448 - 0.0925}{2.0370 - 0.0925} = \frac{1.1524}{1.9448} \qquad X = 0.5925$$

Ahora bien, si sabemos que:

$$h_4 = h_f + Xh_{fg}$$

Sustituyendo (5), (6) y (7) en (9) se obtiene:

$$h_4 = 47.62 + 0.5925(1048.6) =$$

$$h_4 = 669.08\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Si la eficiencia de la turbina de vapor es de 80%, el valor de entalpía en el punto 4 se determina mediante:

$$\eta_{Turbina} = \frac{h_3 - h_{4real}}{h_3 - h_4} \quad ; \quad h_{4\,real} = h_3 - (\eta_{Turbina})(h_3 - h_4)$$

$$h_{4real} = 1102.3 - (0.80)(1102.3 - 669.08) = 756.3\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

Debido a que de 4 a1 hay un proceso a presión (P=0.5 Psia) constante:

$$h_1 = hf$$

$$h_1 = 47.62\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Ahora de 1 a 2 existe un proceso a volumen constante

$$.W_P = -V_1P_1 + V_2P_2 \quad como \quad S = Cte.$$

$$W_P = V_1(P_2 - P_1)$$

Sustituyendo:

$$W_P = 0.01607(2400 - 0.5) = 38.55\left[\frac{Psia \cdot ft^3}{lb}\right] \cdot 144\left[\frac{in^2}{ft^2}\right] =$$

$$W_P = 5552.63\left[\frac{ft \cdot lb}{lb}\right] =$$

$$Si \quad 778\ ft \cdot lb = 1\ Btu$$

$$Wp = \frac{5552.63}{778} = 7.137\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Si $\quad h_2 = h_1 + W_P$

Sustituyendo

$$h_2 = h_1 + W_P = 47.62 + 7.1355 = 54.75 \left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Con los valores obtenidos ahora ya se puede calcular la eficiencia:

$$Q_1 = h_3 - h_2 = 1102.3 - 54.75 = 1047.55 \left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

$$Q_2 = h_{4real} - h_1 = 756.3 - 47.62 = 708.68 \left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

El trabajo realizado por el ciclo Ranking es:

$$W = Q_1 - Q_2 = 1047.55 - 708.68 = 338.86$$

$$W = 338.87 \left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Finalmente la eficiencia es:

$$\eta_{NETA} = \frac{W}{Q_1} \times 100 = \frac{333.87}{1047.55} \times 100$$

$$\boxed{\eta_{NETA} = 32.35\%}$$

B) RÉGIMEN TÉRMICO

$$W_R = \frac{859.83}{\eta} \left[\frac{Kcal}{KWh}\right]$$

$$W_R = \frac{859.83}{0.3235}$$

$$\boxed{W_R = 2657.99 \left[\frac{Kcal}{KWh}\right]}$$

Este ciclo en la práctica tiene aplicaciones limitadas por que el vapor saturado afecta y erosiona los alabes de turbina.

3.3.1.2 CICLO RANKINE CON SOBRECALENTAMIENTO Y RECALENTAMIENTO.

La presión y temperatura del fluido de trabajo en el ciclo Rankine afectan su eficiencia térmica. Con la alteración de estas dos variables es posible obtener mejores eficiencias ocasionando un efecto directo sobre los componentes mecánicos.

Una disminución considerable en la temperatura y presión del vapor hará que el contenido de humedad aumente considerablemente ocasionando además de una disminución en la eficiencia, la erosión y el deterioro de los alabes.

Por otro lado, el aumento de la temperatura máxima del ciclo está limitada por la misma resistencia de los materiales con los cuales están construidas las turbinas. La eficiencia de un Ciclo Rankine puede incrementarse disminuyendo la presión de salida, aumentando la presión durante la adición de calor al fluido de trabajo y sobrecalentando el vapor.

El ciclo de Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento es uno de los más utilizados en la actualidad, se ocupa en la mayoría de las máquinas de vapor debido a que modifica al ciclo normal aumentado la eficiencia.

El proceso de *Sobrecalentamiento* consiste en transferir al vapor saturado seco energía adicional antes de introducirlo por primera vez en la turbina. *A la combinación de caldera y sobrecalentador se la conoce como generador de vapor*. El ciclo con sobrecalentamiento tiene una mayor temperatura media de absorción de calor que el ciclo sin sobrecalentamiento por lo que el rendimiento térmico es mayor. Además, en ciclos donde no se cuenta con sobrecalentamiento, un incremento en la presión de la caldera o un descenso en la presión del condensador pueden provocar una reducción del título del vapor a la salida de la turbina y si este es muy bajo, el impacto de las gotas de líquido a cierta temperatura en los alabes finales de la turbina puede erosionarlos y corroerlos originando un descenso en la eficiencia de la turbina y un aumento en las necesidades de mantenimiento. Con suficiente sobrecalentamiento el estado a la salida de la turbina puede caer incluso en la región de vapor sobrecalentado.

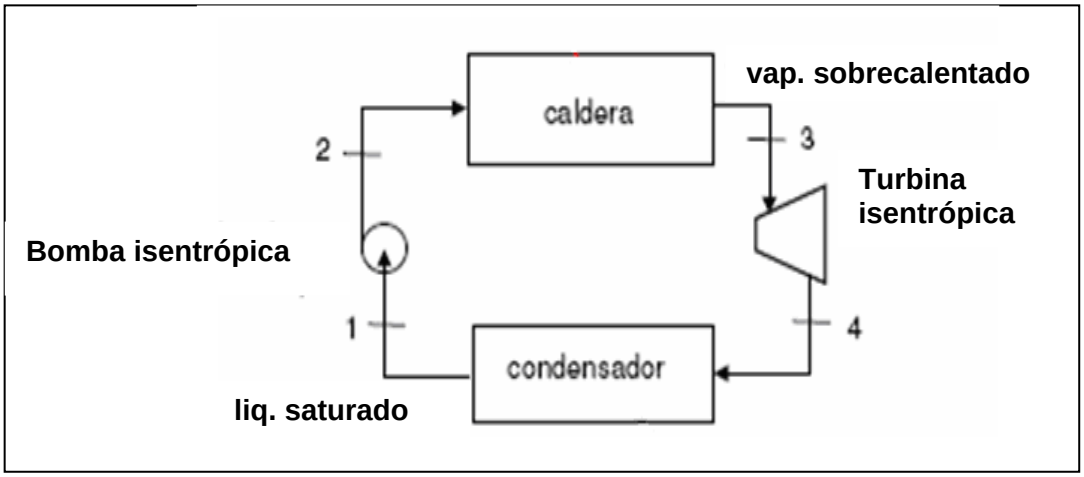


Figura 3.15 DIAGRAMA DE FLUJO DE UN CICLO RANKINE CON SOBRECALENTAMIENTO

El diagrama de flujo de un ciclo Rankine con sobrecalentamiento, Figura 3.15, es básicamente igual al de un ciclo simple. Donde podemos notar la diferencia entre estos dos es el diagrama T-s (Figura3.16).

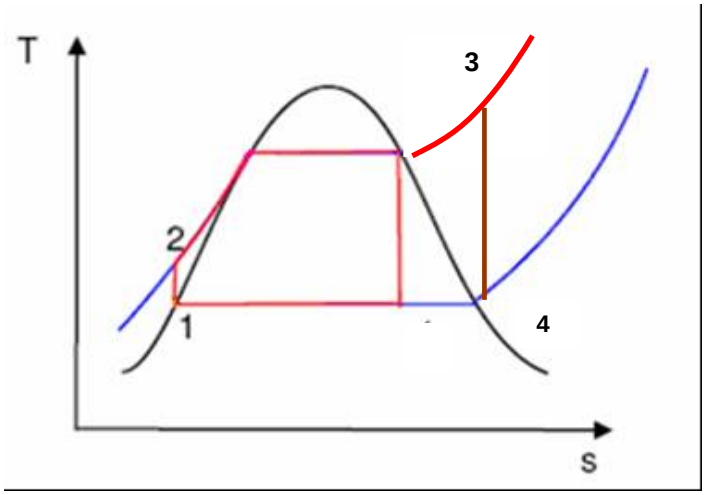


Figura 3.16 DIAGRAMA T-s DE UN CICLO RANKINE CON SOBRECALENTAMIENTO

Para determinar la eficiencia del ciclo Rankine con sobrecalentamiento se siguen los mismos criterios establecidos para el ciclo Rankine Simple. Con el fin de entender mejor esto y notar como se mejora la eficiencia al sobrecalentar el vapor retomaremos el ejemplo anterior.

EJEMPLO 2. CICLO RANKINE CON VAPOR SOBRECALENTADO

En un Ciclo Rankine con Sobrecalentamiento Ideal **el vapor sobrecalentado** entra a la turbina a 2400 Psia y 1000 ºF se expande a 0,5 Psia. La turbina tiene una eficiencia de 80%.

SOLUCIÓN

a) EFICIENCIA TÉRMICA

De la Tabla de Vapor Saturado los valores de entropía y entalpía para el estado 3 del ciclo.

$$Para \quad P_3 = 2400\ Psia \qquad Se \quad Obtiene: \quad h_3 = 1460.82\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

$$T = 1000\ ^{o}F \qquad S_3 = 1.53358\left[\frac{Btu}{lb - ^{\circ}R}\right]$$

Debido a que de 3 a 4 es un proceso a entropía constante se tiene que:

$$S_3 = S_4$$

Al comparar los valores de S_4 con el dato S_g a una presión de 0.5 Psia es posible identificar si el vapor que sale de la turbina es vapor sobrecalentado o saturado.

Como $S_4 < S_g$, se trata de vapor saturado y es necesario calcular la calidad de vapor como en el ejemplo anterior.

En este caso la calidad de vapor resulta:

$$X = \frac{1.53358 - 0.0924}{2.0372 - 0.0924} \qquad X = 0.7411$$

La cantidad de humedad que contiene el vapor a la salida de la turbina es menor comparada con el caso anterior, por consiguiente se obtiene:

$$h_4 = 47.62 + 0.7411(1048.6) =$$

$$h_4 = 824.74\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Al intervenir la eficiencia de la turbina de vapor la entalpía en el punto 4 es:

$$\eta_{Turbina} = \frac{h_3 - h_{4real}}{h_3 - h_4} \qquad ; \qquad h_{4\,real} = h_3 - (\eta_{Turbina})(h_3 - h_4)$$

$$h_{4real} = 1460.82 - (0.80)(1460.82 - 824.74) = 951.958\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

Bajo las mismas consideraciones que se tomaron en el primer ejemplo para obtener la entalpía para el estado 1 y 2 estas resultan:

$$h_1 = hf$$
$$h_1 = 47.62\left[\frac{Btu}{lb}\right] \quad ; \quad Wp = 7.135\left[\frac{Btu}{lb}\right] \text{ y } \quad h_2 = 54.75\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Con los valores obtenidos ahora ya se puede calcular la eficiencia:

$$Q_1 = h_3 - h_2 = 1460.82 - 54.72 = 1406.07\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$
$$Q_2 = h_{4real} - h_1 = 951.605 - 47.62 = 904.338\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$
$$W = Q_1 - Q_2 = 1406.07 - 904.338 = 501.732\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Por lo tanto:

$$\eta = \frac{W}{Q_1} \times 100 = \frac{501.372}{1406.07} \times 100$$

$$\boxed{\eta = 35.68\%}$$

B) RÉGIMEN TÉRMICO

$$W_R = \frac{859.83}{\eta}\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]$$
$$W_R = \frac{859.83}{0.3568}$$

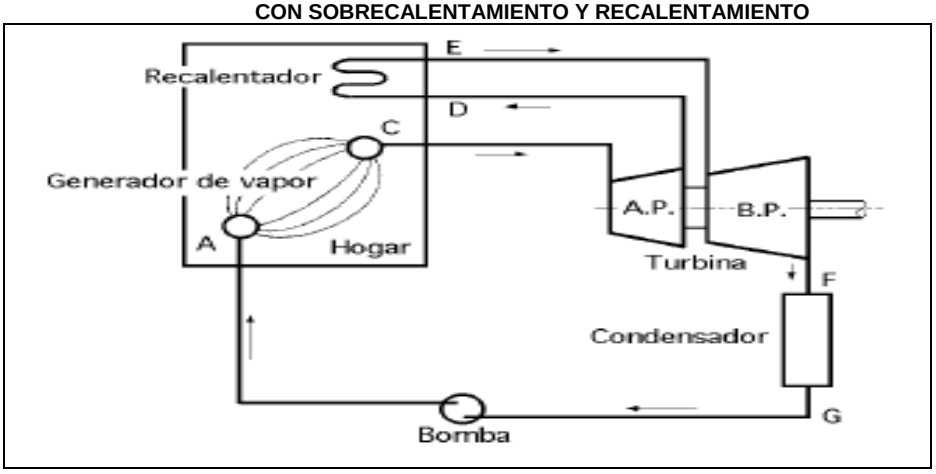
$$\boxed{W_R = 2413.22\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]}$$

Con el proceso de *Recalentamiento,* la central térmica se beneficia de una mayor eficiencia que resulta de una presión de caldera más alta y del incremento del título de vapor expulsado de la turbina.

Es importante hacer hincapié que una de las ventajas del ciclo con sobrecalentamiento y recalentamiento radica en que el vapor permanece prácticamente sin humedad durante casi toda la expansión adiabática, con lo que se disminuye considerablemente el riesgo de corrosión que el vapor húmedo efectuaría sobre las paredes, émbolos y alabes de la maquinaria a través de la cual se produce la expansión.

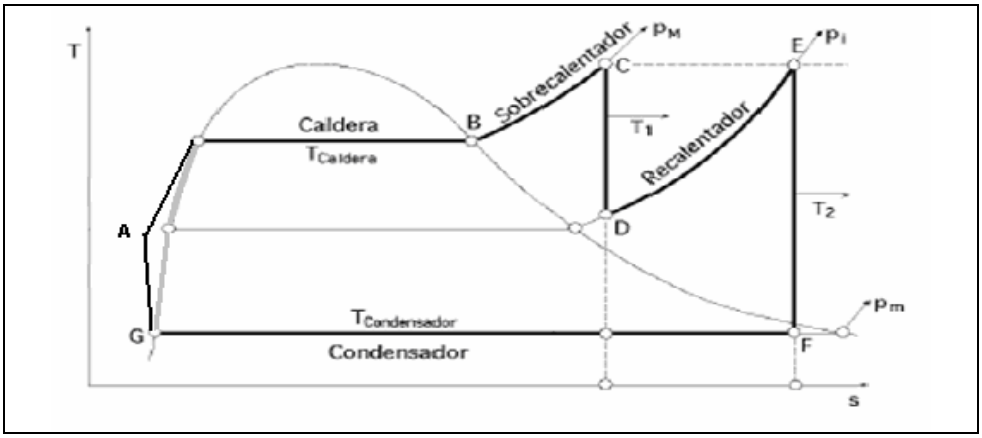
En el siguiente diagrama de flujo (Figura 3.17), se muestra las etapas de las que se conforma un ciclo Rankine con Sobrecalentamiento y Recalentamiento.

Figura 3.17 DIAGRAMA DE FLUJO DEL CICLO RANKINE IDEAL CON SOBRECALENTAMIENTO Y RECALENTAMIENTO



En el ciclo de Rankine ideal con Sobrecalentamiento y Recalentamiento el vapor no se expande hasta la presión del condensador en una sola etapa, sino que en la primera etapa de la turbina proceso (CD) se expande hasta una presión entre la del generador de vapor y la del condensador p_i. El vapor se recalienta entonces en el generador de vapor, proceso (DE). En el caso ideal no deben existir pérdidas de presión cuando el vapor se recalienta. Después del recalentamiento, el vapor se expande en una segunda etapa de la turbina hasta la presión del condensador p_m, proceso (EF). Los procesos anteriores se pueden visualizar en el siguiente diagrama T-s (Figura 3.18)

Figura 3.18 DIAGRAMA T-s DEL CICLO RANKINE IDEAL CON SOBRECALENTAMIENTO Y RECALENTAMIENTO



Las transformaciones de energía que se realizan en el ciclo son las siguientes:

En la caldera se realizan los procesos (GA) y (AB) de calentamiento de líquido y vapor saturado seco. El vapor entra en el sobrecalentador donde recibe una cantidad de calor Q_1' a la presión P_M. En C pasa por a una turbina de alta presión en la que realiza una expansión adiabática (CD) produciendo un trabajo T_1. En el recalentamiento a P_i constante, según (DE), se lleva el vapor al estado E, y mediante una nueva expansión adiabática (EF) en una turbina de media o baja presión se produce un nuevo trabajo T_2.

La condensación se realiza en el condensador según (FG), y a partir de G, mediante un sistema de bombeo, se envía el líquido a la caldera cerrándose el ciclo. En A el líquido está a la presión P_A, pero prácticamente el hogar deberá comunicarle la energía necesaria para alcanzar la temperatura T_A de saturación, modificando su entalpía desde la del punto G hasta la del punto A.

El trabajo neto es el generado por la expansión de las turbina de alta (CD) y baja (EF) menos el trabajo aplicado al equipo de bombeo para aumentar la presión del líquido (AG).

$$W_N = (W_T - W_P)\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

$$W_N = \left[(h_C - h_D)_s + (h_E - h_F)_s - (h_A - h_G)\right]\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

La cantidad de calor que corresponde al calentamiento del fluido proporcionado por el foco térmico a T_1 es igual al calentamiento del líquido según (CA), es decir:

$$Q_S = (h_C - h_A)\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

La cantidad de calor que corresponde al calentamiento del fluido proporcionado por el foco térmico a T_2 es igual al calentamiento del líquido según (ED), es decir:

$$Q_R = (h_E - h_D)\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

El calor suministrado al sistema será:

$$Q_1 = Q_S + Q_R = \left[(h_C - h_A) + (h_E - h_D)\right]\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Por lo tanto el rendimiento térmico del ciclo Rankine con Sobrecalentamiento y Recalentamiento será:

$$\eta_{(\%)} = \frac{W_N}{Q_1} \times 100$$

$$\eta_{(\%)} = \frac{\left[(h_C - h_D) + (h_E - h_F) - (h_A - h_G)\right]\left[\frac{Btu}{lb}\right]}{\left[(h_C - h_A) + (h_E - h_D)\right]\left[\frac{Btu}{lb}\right]} \times 100$$

Por lo tanto el Régimen Térmico se define como:

$$W_R = \frac{859.83}{\eta} \qquad Pero \quad \eta = \frac{(h_C - h_D) + (h_E - h_F) - (h_A - h_G)}{(h_C - h_A) + (h_E - h_D)}$$

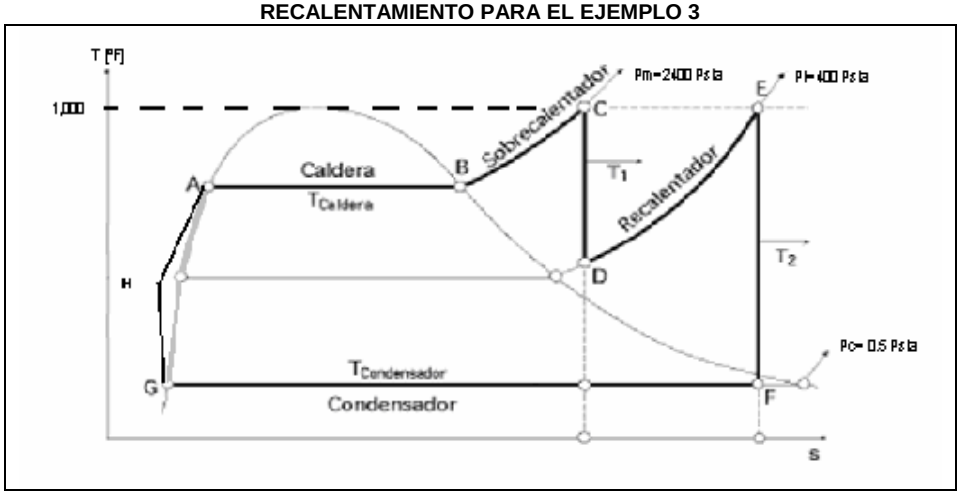
$$W_R = \frac{859.83}{\left\langle \frac{(h_C - h_D)_s + (h_E - h_F)_s - (h_A - h_G)}{(h_C - h_A) + (h_E - h_D)} \right\rangle}\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]$$

EJEMPLO 3. CICLO RANKINE CON RECALENTAMIENTO

Con el objeto de obtener una visión general de los aspectos energéticos de una central de vapor con un Ciclo Ideal de Rankine con Sobrecalentamiento y Recalentamiento, calcularemos a continuación los parámetros de eficiencia y régimen térmico que definen a este ciclo. Los valores de las presiones y temperaturas con los que opera el ciclo son las siguientes:

Una presión de entrada a la turbina de alta presión de 2,400 psia, una presión de recalentado de 400 psia, una presión en el condensador de 0.5 psia, una temperatura de 1000 °F en el sobrecalentador y en el realentador. En el siguiente diagrama (Figura 3.19) se muestran las características específicas con las que el ciclo trabaja.

Figura 3.19 DIAGRAMA T-s CICLO IDEAL E RANKINE CON SOBRECALENTAMIENTO Y RECALENTAMIENTO PARA EL EJEMPLO 3



a) EFICIENCIA TÉRMICA

Se obtiene h_C y S_C de Tablas de Vapor (Vapor Sobrecalentado)

$$Para \quad P_m = 2{,}400\ Psia \qquad Se \quad Obtiene: \quad h_C = 1460.82\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

$$T = 1000\ ^{o}F \qquad S_C = 1.53358\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Debido a que de C a D es un proceso a entropía constante se tiene que:

$$S_C = S_D = 1.53358\left[\frac{Btu}{lb}\right] \cdots (a)$$

Sg de tablas de Vapor Saturado a una presión de 400 Psia:

$$Sg = 1.4847\left[\frac{Btu}{lb}\right] \cdots (b)$$

Comparando (a) con (b) se obtiene

$$Sg < S_D \quad \therefore \ Se\ Trata\ de\ Vapor\ Sobrecalentado$$

Realizando una interpolación con los valores de temperatura extremos de temperatura a 400 Psia que contienen el valor de S_D obtenemos (Vapor sobrecalentado):

$$T_2 = 508.69\,[^{o}F]$$

Se obtiene h_D de Tablas de Vapor Sobrecalentado al hacer una interpolación más con el valor de la temperatura obtenido:

$$Para \quad P_i = 400\ Psia \qquad Se \quad Obtiene: \quad h_D = 1250.51\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

$$T_2 = 508.69\ ^{o}F$$

Al considerar la eficiencia de la turbina de alta presión en un 80%, la entalpía del vapór al salir de esta es:

$$\eta_{Turbina} = \frac{h_C - h_{Dreal}}{h_C - h_D} \quad ; \quad h_{Dreal} = h_C - (\eta_{Turbina})(h_C - h_D)$$

$$h_{Dreal} = 1460.82 - (0.80)(1460.82 - 1250.51) = 1292.57\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

Se obtiene h_E y S_E de Tablas de Vapor Sobrecalentado para las condiciones de presión y temperatura en ese estado:

$$Para \quad P_i = 400\ Psia \qquad Se \quad Obtiene: \quad h_E = 1523.3\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

$$T = 1000\ ^{o}F \qquad\qquad S_E = 1.7632\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Debido a que de E a F es un proceso a entropía constante se tiene que:

$$S_E = S_F = 1.7632\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Se Obtiene Sg de tablas de Vapor Saturado a la presión de condensado (0.5 Psia):

$$Para \quad P_i = 0.5\ Psia \quad Se\ Obtiene: \quad Sg = 2.0370\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Comparando ambos valores se obtiene

$$Sg > S_F \quad \therefore\ Se\ Trata\ de\ Vapor\ Saturado$$

De Tablas de Vapor Saturado con una Presión igual a 0.5 Psia se obtiene que:

$$Sg = 2.0370\left[\frac{Btu}{lb}\right] \qquad hgf = 1048.6\left[\frac{Btu}{lb}\right] \qquad V_1 = 0.01607\left[\frac{ft^3}{lb}\right]$$

$$Sf = 0.0925\left[\frac{Btu}{lb}\right] \qquad hf = 47.62\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

La calidad del vapor en el punto F se obtiene como:

$$X = \frac{1.7632 - 0.0925}{2.0370 - 0.0925} \qquad X = 0.8591$$

Ahora bien si sabemos que:

$$h_F = h_f + Xh_{fg}$$

Sustituyendo se obtiene:

$$h_F = 47.62 + 0.8591(1048.6) =$$
$$h_F = 948.56\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Debido a que de F a G hay un proceso a presión (P=0.5 Psia) constante:

$$h_G = h_f$$
$$h_G = 47.62\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Ahora de G a A existe un proceso a volumen constante

$$.W_P = -V_G P_i + V_A P_m \quad como \quad S = Cte.$$
$$W_P = V_G (P_m - P_i)$$

Como se trata de las mismas condiciones dadas en los ejemplos anteriores, el trabajo de la bomba y la entalpía del estado G resultan:

$$Wp = 7.1135\left[\frac{Btu}{lb}\right] \qquad \text{y} \qquad h_A = 54.75\left[\frac{Btu}{lb}\right]$$

Con los valores obtenidos ya se puede calcular la eficiencia:

$$\eta = \frac{\left[\left(h_C - h_{Dreal}\right) + \left(h_E - h_{Freal}\right) - \left(h_A - h_G\right)\right]}{\left[\left(h_C - h_A\right) + \left(h_E - h_{Dreal}\right)\right]}$$
$$\eta = \frac{\left[(1460.82 - 1292.57) + (1523.3 - 1063.51) - (54.75 - 47.62)\right]}{\left[(1460.82 - 54.72) + (1523.3 - 1292.57)\right]}$$

$$\boxed{\eta = 37.93\%}$$

B) RÉGIMEN TÉRMICO

$$W_R = \frac{859.83}{\eta}\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]$$
$$W_R = \frac{859.83}{0.3793}$$

$$\boxed{W_R = 2266.6\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]}$$

3.3.1.3 CICLO BRAYTON

El Ciclo Brayton es el ciclo termodinámico donde se utiliza la turbina de gas para producir energía necesaria para mover el generador que producirá la energía eléctrica. Existen varias combinaciones de este ciclo pero, para fines de nuestro análisis estudiaremos el Ciclo Brayton Ideal de tipo abierto y sin regeneración de calor.

Los principales componentes de un ciclo Brayton de ciclo abierto son el compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas, tal como se muestra en la Figura 3.20.

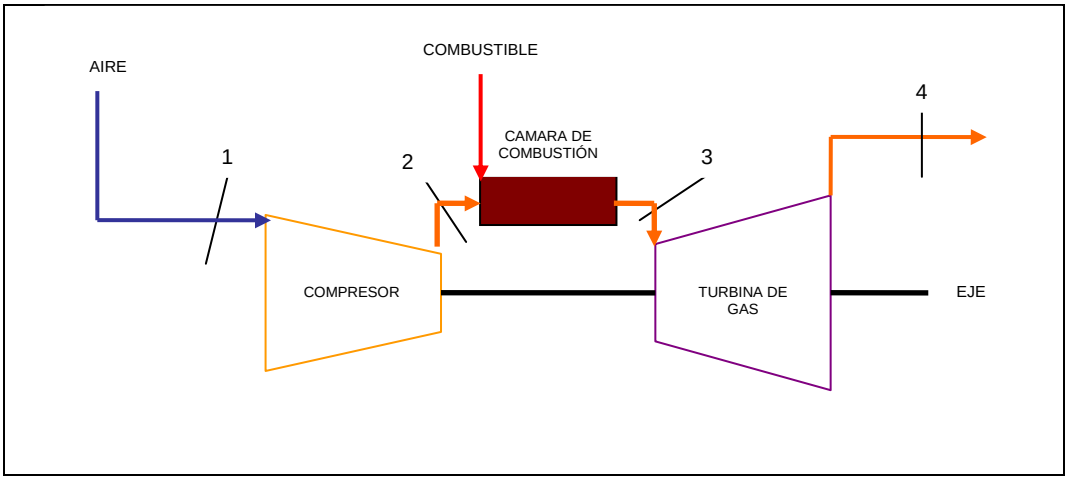


Figura 3.20 COMPONENTES DE UN CICLO BRAYTON ABIERTO

En el siguiente diagrama Temperatura Vs Entropía, Figura 3.21, se muestran los cambios de energía del gas ocurridos a lo largo del Ciclo Brayton Ideal.

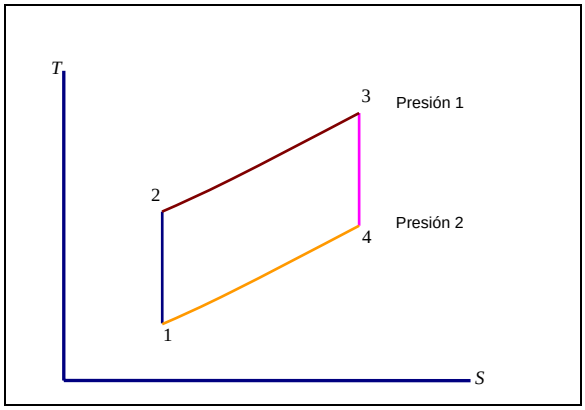


Figura 3.21 DIAGRAMA T-s DE UN CICLO BRAYTON ABIERTO

Esto es:

- ✓ **Punto 1.** El aire tomado de la atmósfera y que ingresa al compresor tiene una temperatura T_1 a la presión P_1. El valor de estos dos primeros parámetros queda determinado por las condiciones geográficas donde se ubica la central.
- ✓ **Punto 2.** El aire es comprimido en el compresor y al salir de este tiene una presión P_2. La energía necesaria para comprimir y que se entrega al aire es tomada del mismo proceso.
- ✓ **Punto 3.** El aire comprimido ingresa a la cámara de combustión a la presión P_2 y se mezcla con el combustible. Después de ser quemados, los gases que emanan de la cámara conservan la misma presión P_2 pero la temperatura aumenta y alcanza un valor T_3.

Estrictamente el flujo de masa en la cámara de combustión esta dado por la suma del flujo de aire y de combustible. Figura 3.22

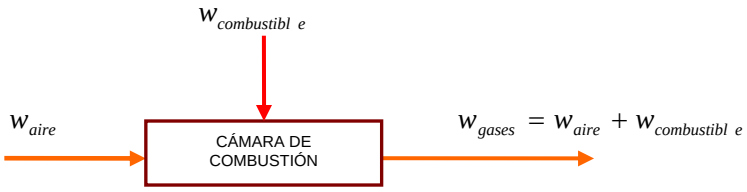


Figura 3.22 FLUJO w DE GASES

Considerando $w_{aire} >> w_{combustible}$, el flujo de aire a la entrada de la cámara de combustión es igual al flujo de salida de gases de combustión.

$$w_{aire} = w_{gases}$$

- ✓ **Punto 4.** Los gases producidos en la combustión ingresan a la turbina (punto 3) con los mismos valores de presión y temperatura, esto es, con una presión P_3 y una temperatura T_3. Los gases, al pasar por la turbina, se expanden ejerciendo la fuerza suficiente para hacerla girar cediendo parte de su temperatura a la turbina. Con esto los gases a la salida de la turbina tienen una temperatura T_4 y una presión P_4.

TRABAJO ESPECÍFICO DE TURBINA Y TRABAJO ESPECÍFICO DE COMPRESOR

El trabajo que produce la turbina por unidad de masa de aire ($\dot{W}_T$) se calcula con el grado de cambio de la entalpía específica de los gases al pasar del punto 3 al 4, esto es:

$$\dot{W}_T = h_3 - h_4$$

Por otra parte y de igual forma, el trabajo específico requerido por el compresor ($\dot{W}_C$) en la compresión del aire se determina como:

$$\dot{W}_C = h_2 - h_1$$

EFICIENCIA DEL CICLO BRAYTON

Para calcular la eficiencia del ciclo es necesario conocer el valor del calor entregado por el combustible en la cámara de combustión, proceso que se lleva a cabo a presión constante. La expresión del calor cedido puede presentarse de la siguiente forma:

$$\dot{W} = \int_{Ta}^{Tb} c_p(T)dt$$

Donde c_p es el calor específico de los gases en un proceso a presión constante y es función de la temperatura. Se considera a c_p constante con fines de simplificar el cálculo, en consecuencia el calor entregado se calcula como:

$$\dot{Q}_1 = c_p(T_3 - T_2)$$

Otra aproximación al valor de calor cedido se estima mediante los cambios de entalpía de los gases al cambiar de estado.

$$\dot{Q}_1 = h_3 - h_2$$

Por otra parte, en el cálculo de la eficiencia se debe considerar únicamente el trabajo neto específico realizado por Ciclo Brayton Ideal, es decir, la diferencia de la energía cedida al aire en la cámara de combustión ($\dot{Q}_1$), menos la energía que se irradia al medio ambiente por medio de los gases cuando estos salen de la turbina ($\dot{Q}_2$). Esta última cantidad de calor, por tratarse de un proceso a presión constante, se puede calcular mediante:

$$\dot{Q}_2 = c_p(T_4 - T_1) \qquad \text{o} \qquad \dot{Q}_2 = h_4 - h_1$$

Así el trabajo neto específico del Ciclo Brayton Abierto es:

$$\dot{W}_N = \dot{Q}_1 - \dot{Q}_2$$

Finalmente la eficiencia del ciclo se obtendrá como:

$$\eta = \frac{\dot{W}_N}{\dot{Q}_1}$$

En necesario conocer los valores de temperatura involucrados durante el ciclo, dado esto se realiza el siguiente procedimiento:

Durante un proceso de compresión o expansión del aire las condiciones de este cambian y pasan de un estado “A” a un estado “B”. El cambio del volumen, temperatura y presión ejercida al aire en ambos procesos conserva la relación generalizada de los gases ideales:

$$Pv = RT$$

Donde P = Presión absoluta ejercida al gas
v = volumen específico del gas
T = temperatura absoluta del gas
R = Constante de los gases

Así las ecuaciones para cada estado son:

$$P_A v_A = RT_A$$

$$P_B v_B = RT_B$$

Igualando las expresiones ambas tenemos:

$$\frac{P_A v_A}{T_A} = \frac{P_B v_B}{T_B} \quad ; \quad \frac{P_A}{P_B} * \frac{v_A}{v_B} = \frac{T_A}{T_B}$$

Por otra parte y considerando que en cada proceso no existe transmisión de calor al medio (proceso adiabático), la ecuación que expresa el cambio de estado debido a la expansión o compresión del aire es:

$$Pv^k = cte$$

Por tanto la ecuación en nuestro caso puede escribirse como:

$$P_A v_A^{\ k} = cte$$

$$P_B v_B^{\ k} = cte$$

Al igualar las expresiones obtenemos:

$$P_A v_A{}^k = P_B v_B{}^k$$

$$\frac{v_A}{v_B} = \left(\frac{P_A}{P_B}\right)^{\frac{1}{k}}$$

Al sustituir la expresión resulta:

$$\frac{T_A}{T_B} = \left(\frac{P_A}{P_B}\right)\left(\frac{P_B}{P_A}\right)^{\frac{1}{k}}$$

$$\frac{T_A}{T_B} = \left(\frac{P_B}{P_A}\right)^{\frac{1}{k}-1}$$

Esta última expresión nos sirve para conocer la temperatura absoluta del gas en el proceso de compresión o de expansión.

Con la finalidad de tener puntos de referencia para la comparación entre los ciclos de potencia se desarrollan los cálculos respectivos a un Ciclo Brayton. Con el siguiente ejemplo mostraremos los valores de eficiencia y régimen térmico del ciclo.

EJEMPLO 4. CICLO BRAYTON

El aire a la entrada del compresor tiene una temperatura de $T = 23[°C]$ y $P = 1[atm]$, la presión del aire al salir del compresor es de $P = 18[bar]$. La temperatura de los gases de combustión al entrar a la turbina es de 1085 [°C].

Considerando las siguientes equivalencias para presión y temperatura:

$$1[atm] = 14.696\left[\frac{lb_f}{in^2}\right] \quad , \quad 1[bar] = 0.986[atm] \quad , \quad T = \{(T[°C] * 1.8) + 32\}[°F], \quad T = (T[°F] + 460)[°R]$$

Las condiciones de estado en cada punto dentro del Ciclo Brayton son:

- Punto 1

La presión y temperatura del aire al momento de ingresar al compresor son:

$P_1 = 14.696[PSIA]$ y $T_1 = 73.4[°F]$ o $T_1 = 533.07[°R]$

De la tabla de las propiedades del aire

$$h_1 = 127.514\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

- Punto 2

El aire al pasar por el compresor adquiere la siguiente presión:

$P_2 = 261.06[PSIA]$

Como la compresión del aire es un proceso adiabático, la temperatura T_2 se puede obtener con la expresión para el cálculo de las temperaturas en la que el estado A es el Punto 1 de nuestro ciclo y el estado B es el punto 2. Por tanto:

$$\frac{T_A}{T_B}=\left(\frac{P_B}{P_A}\right)^{\frac{1}{k}-1}; \qquad \frac{T_1}{T_2}=\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{1}{k}-1}; \qquad T_2=\frac{T_1}{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{1}{k}-1}}$$

Sí la constante de expansión del aire a temperaturas menores a $T=1000[°F]$ es $k=1.4$

$$T_2=\frac{533.07}{\left(\frac{261.06}{14.696}\right)^{\frac{1}{1.4}-1}} \quad ; \quad T_2=1212.82[°R] \quad \text{o} \quad T_2=753.15[°F]$$

Al interpolar los datos de la tabla de las propiedades físicas del aire obtenemos que:

$$h_2=294.68\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

- Punto 3

Sabemos que la presión a la entrada y salida de la cámara de combustión es la misma por lo que

$$P_3=261.06[PSIA]$$

Y de los datos sabemos que los gases de combustión al salir de estatienen una temperatura de:

$$T_3=1985[°F] \quad \text{o} \quad T_3=2444.67[°R]$$

De la misma tabla de las propiedades de los gases obtenemos:

$$h_3=629.84\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

- Punto 4

La presión en los gases a la salida de la turbina es la misma que se tiene antes de entrar al compresor:

$$P_4=14.696[PSIA]$$

Para conocer la temperatura en este punto, como la expansión de los gases al pasar por la turbina se hace sin transferencia de calor al medio, se obtendrá de la misma manera que para T_2. En este caso el estado A es le Punto 3 y el estado B es el Punto 4, por lo tanto:

$$\frac{T_3}{T_4}=\left(\frac{P_4}{P_3}\right)^{\frac{1}{k}-1} \quad ; \quad T_4=\frac{T_3}{\left(\frac{P_4}{P_3}\right)^{\frac{1}{k}-1}} \quad ; \quad T_4=\frac{2444.67}{\left(\frac{14.696}{261.06}\right)^{\frac{1}{1.4}-1}}$$

$$T_4=1074.5[°R] \quad \text{o} \quad T_4=614.83[°F]$$

La entalpía específica en el punto 4 se obtiene de la misma tabla:

$$h_4 = 259.717\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

Como la eficiencia de la turbina de gas se define como

$$\eta_{Turbina} = \frac{\dot{W}_{Real}}{\dot{W}_{Ideal}} \quad ; \quad \eta_{Turbina} = \frac{h_3 - h_{4real}}{h_3 - h_4}$$

La entalpía específica en el punto 4 corresponde a:

$$h_{4\,real} = h_3 - (\eta_{Turbina})(h_3 - h_4)$$

Si consideramos una eficiencia de 80% para la turbina de gas, el valor “real” de la entalpía es:

$$h_{4real} = 629.84 - (0.80)(629.84 - 259.7) = 333.74\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

La temperatura es otro factor que se altera al modificarse la entalpía. Para obtener nuevamente su valor es necesario interpolar los datos de la tabla de los gases:

$$T_{4Real} = 1364.51[°R] \quad ; \quad T_{4Ral} = 904.84[°F]$$

Las condiciones del gas para este ejemplo y a lo largo del Ciclo Brayton se plasman en el siguiente diagrama de flujo y posteriormente en el plano T-s (Figura 3.23 y 3.24 respectivamente). Con ambos podemos identificar donde ocurren los cambios y el comportamiento del gas debido a estos:

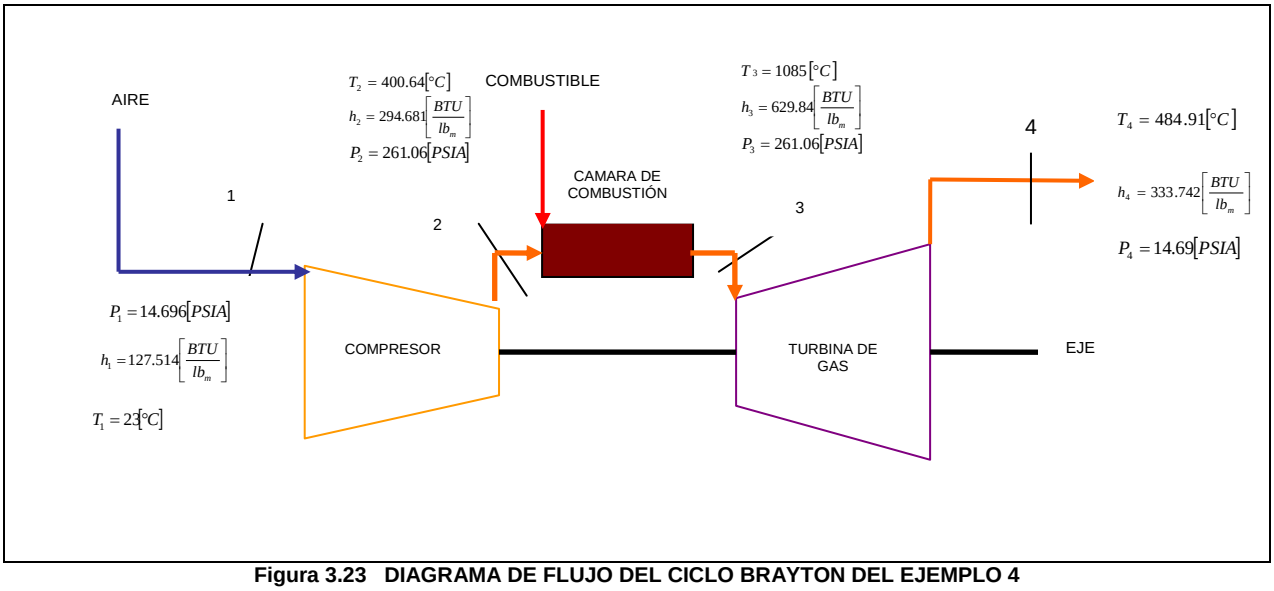


Figura 3.23 DIAGRAMA DE FLUJO DEL CICLO BRAYTON DEL EJEMPLO 4

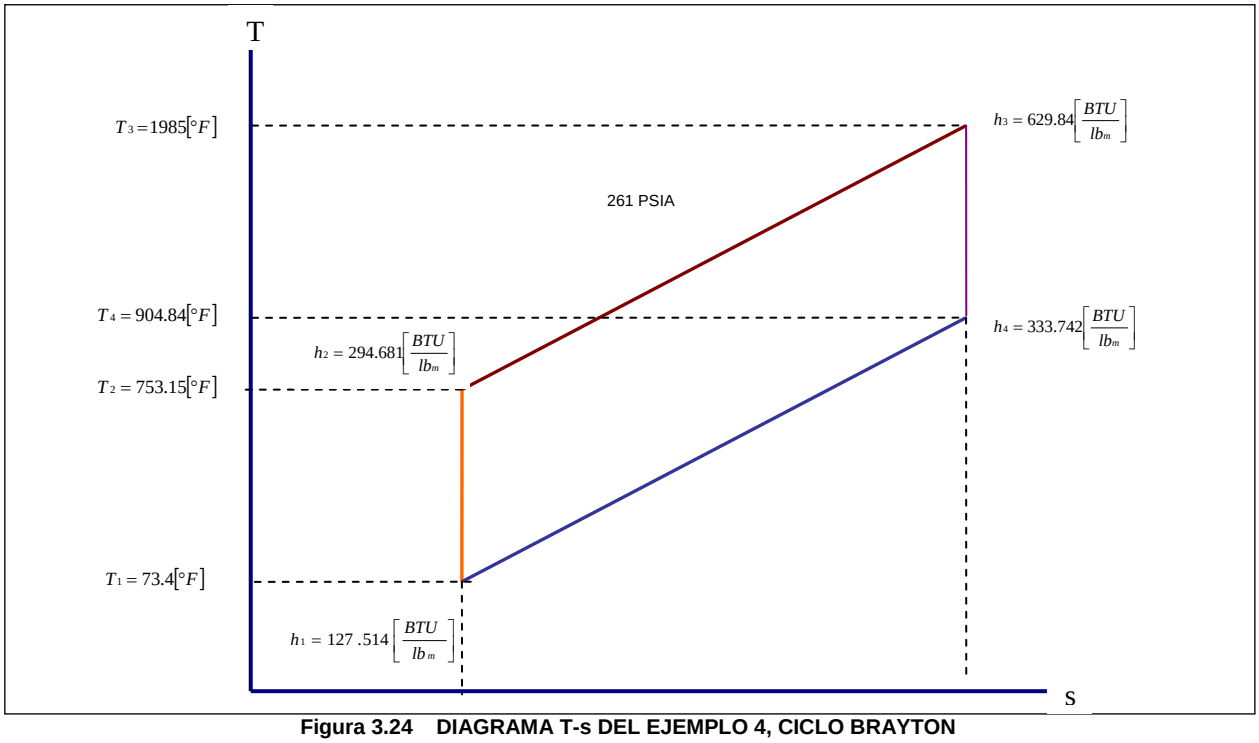


Figura 3.24 DIAGRAMA T-s DEL EJEMPLO 4, CICLO BRAYTON

Contando con todos los valores de estado necesarios podemos calcular el trabajo realizado por la turbina, compresor y el trabajo neto del Ciclo Brayton.

Trabajo especifico del compresor:

$$\dot{W}_C = h_2 - h_1 \quad ; \quad \dot{W}_C = 294.681 - 127.514$$

$$\dot{W}_C = 167.167\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

Trabajo especifico de la turbina:

$$\dot{W}_T = h_3 - h_{4REal} \quad ; \quad \dot{W}_T = 629.84 - 333.74$$

$$\dot{W}_T = 296.09\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

El calor cedido al gas en la cámara de combustión se calcula de la siguiente manera:

$$\dot{Q}_1 = h_3 - h_2 \quad ; \quad \dot{Q}_1 = 629.84 - 294.681$$

$$\dot{Q}_1 = 335.159\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

El calor irradiado a la atmósfera es:

$$\dot{Q}_2 = h_{4R} - h_1 \quad ; \quad \dot{Q}_2 = 333.742 - 127.514$$

$$\dot{Q}_2 = 206.228\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

Así el trabajo neto específico del Ciclo Brayton es:

$$\dot{W}_N = 128.93 \left[\frac{BTU}{lb_m} \right]$$

Finalmente la eficiencia es:

$$\eta = \frac{\dot{W}_N}{\dot{Q}_1} \quad ; \qquad \eta = \frac{128.93}{335.159}$$

$$\boxed{\eta = 38.46\%}$$

El valor de la eficiencia obtenido en este ejemplo, aunque dentro del rango de las eficiencias de una central turbogás, es necesario interpretarlo solo como índice de referencia ya que en su cálculo se contemplaron muchos procesos térmicos como ideales.

El régimen térmico se calcula con la expresión:

$$\boxed{W_R = \frac{859.83}{\eta} \left[\frac{Kcal}{KWh} \right]}$$

Por lo tanto:

$$\boxed{W_R = 2235.64 \left[\frac{Kcal}{KWh} \right]}$$

3.3.1.4 CICLO COMBINADO

A la combinación de los procesos de un ciclo Rankine y Brayton se les conoce como Ciclo Combinado. Este se basa en la recuperación y aprovechamiento de la gran cantidad de calor que poseen los gases utilizados en el Ciclo Brayton aun después de haber sido utilizados para producir energía mecánica en la turbina de gas.

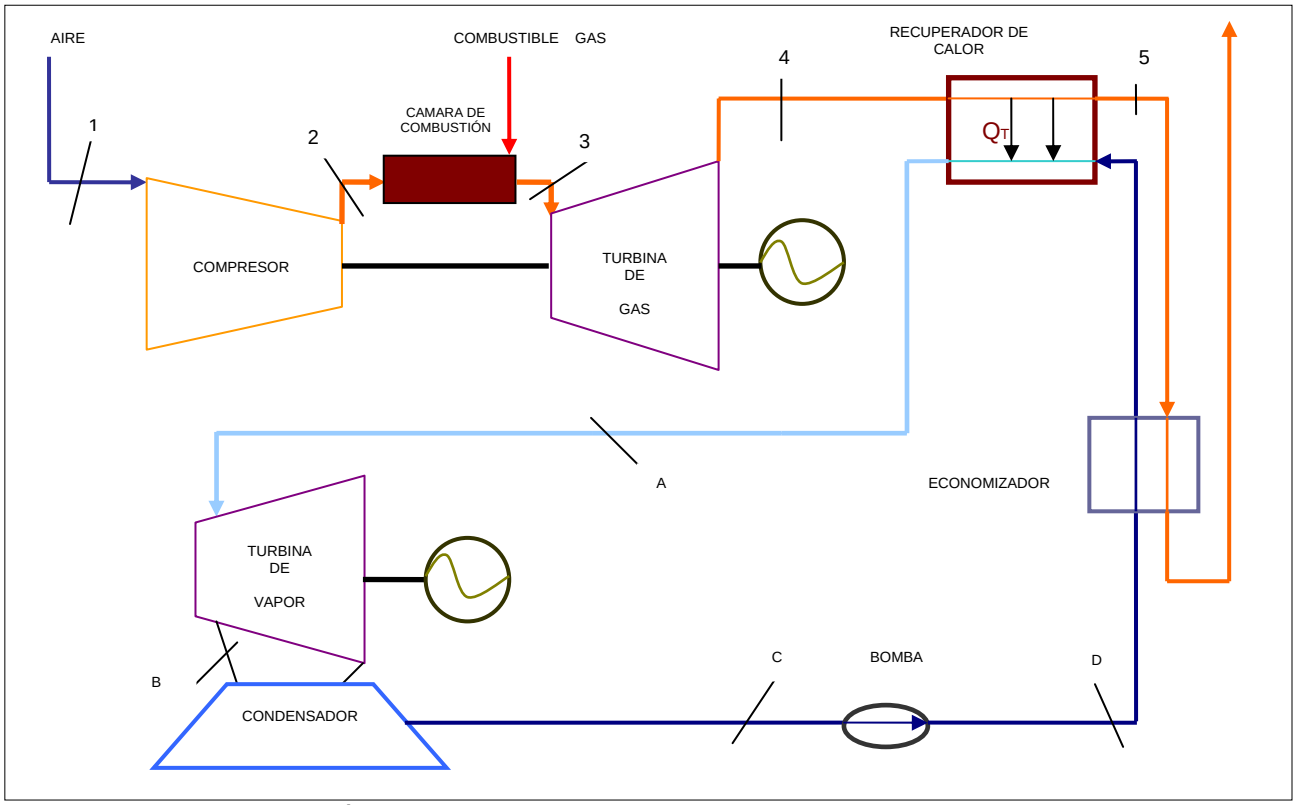


Figura 3.25 DIAGRAMA DE FLUJO DE UN CICLO COMBINADO

Los elementos esenciales que conforman al Ciclo Combinado se presentan en el diagrama de flujo de la Figura 3.25. En el se observa la combinación de los ciclos térmicos Rankine y Brayton mediante un recuperador de calor, resaltamos esta parte debido a que es este elemento es el que permite la transferencia de calor entre un ciclo y otro.

Contando con una explicación detallada de los cambios y propiedades de estado tanto de los gases y del vapor a través de sus ciclos respectivos, nos enfocaremos al desarrollo y cálculo de los parámetros de importancia de estos dos elementos dentro de un Ciclo Combinado.

CALOR TRANSFERIDO ESPECÍFICO QT

La parte importante del Ciclo Combinado es la cantidad de energía que se recupera del Ciclo Brayton. Para calcular este valor (Q_T), necesitamos retomar las condiciones que mantiene el gas al salir de la turbina.

Observando el diagrama de flujo anterior, los gases de combustión tienen una presión P_4, que es igual a la presión atmosférica, una temperatura T_4 y una entalpía h_4. Con estas mismas condiciones entran al recuperador de calor y parte de su energía calorífica es cedida al vapor utilizado por el Ciclo Rankine. La temperatura de los gases desciende a un valor T_5 al salir del recuperador de calor. En el plano T-s del Ciclo Brayton, el calor transferido se representa por el área entre los puntos 4 y 5. (Figura 3.26)

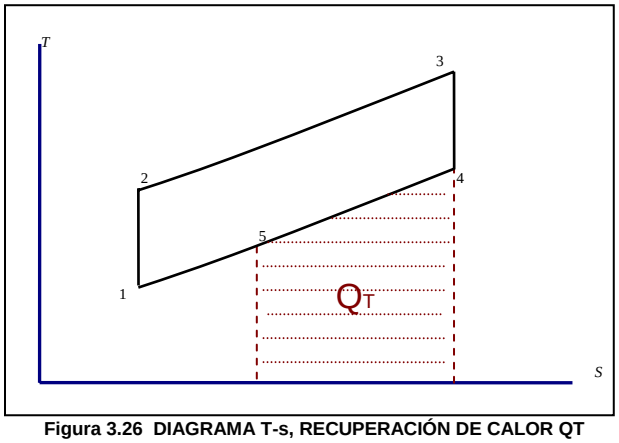


Figura 3.26 DIAGRAMA T-s, RECUPERACIÓN DE CALOR QT

Al pasar los gases por el recuperador de calor, por ser un proceso a presión constante y tener una temperatura menor a los 1000 °F, Q_T se calcula como:

$$Q_T = \left(w_g \times c_p\right)\left(T_{4R} - T_5\right)$$

Donde C_p es el calor especifico del aire con valor de $0.24\left[\frac{BTU}{lb_m \bullet °R}\right]$ y W_g es el flujo de gas a través del Ciclo Brayton.

Por otra parte, dentro del Ciclo Rankine Simple el calor cedido (Q_T) es la energía empleada para evaporar el agua. Por tanto el diagrama de estado del Ciclo Rankine en el plano T-s queda de la siguiente manera. (Figura 3.27)

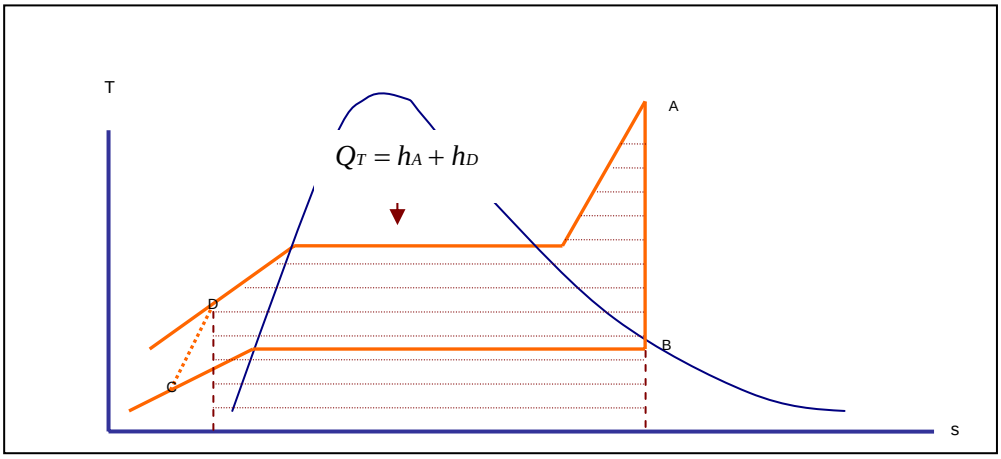


Figura 3.27 DIAGRAMA T-s DEL CICLO RANKINE

EFICIENCIA DEL CICLO COMBINADO

El calculo de la eficiencia en un ciclo combinado, como en cualquier otro proceso, parte de la razón entre la energía suministrada y la cantidad de energía aprovechada. No obstante hasta el momento hemos trabajado únicamente con valores específicos, es decir, unidades de energía por cantidad de masa, y como en el Ciclo Combinado se maneja tanto el flujo de masa de gas y masa de vapor, en el cálculo de la eficiencia se debe considerar los valores de libras masa de cada fluido.

En este caso el calor entregado a la totalidad del proceso corresponde al calor que se obtiene en la cámara de combustión del Ciclo Brayton.

$$Q_{cc} = Q_1$$

$$Q_{cc} = w_g \left(\dot{Q}_1 \right)$$

Donde w_g es el flujo de masa de aire en el ciclo de gas y Q_{cc} es el calor neto suministrado al Ciclo Combinado por la cámara de combustión del ciclo Brayton.

Por otra parte, la energía total aprovechada en un Ciclo Combinado (trabajo neto total W_{NCC}), corresponde a la suma el trabajo neto realizado en cada proceso, estos son para nuestro caso el trabajo neto en el Ciclo Brayton y en el Ciclo Rankine.

$$W_{NCC} = w_g \dot{W}_{NTG} + w_v \dot{W}_{NTV}$$

Así la eficiencia se calcula como:

$$\eta_{CC} = \frac{W_{NCC}}{Q_{cc}}$$

La eficiencia de una central Ciclo Combinado tiene valores superiores a 50 %, además de que los gases emanados a la atmósfera contienen menos temperatura que los que emanan de un Ciclo Brayton debido a que parte de su energía se utiliza para evaporar el vapor. Todo esto se podrá observar en el siguiente ejemplo.

EJEMPLO 5. CICLO COMBINADO

Un arreglo Ciclo Combinado se conforma de un Ciclo Brayton con las mismas condiciones de presión y temperatura dadas en el ejemplo anterior, por otro lado, el Ciclo Rankine trabaja con vapor sobrecalentado entre las presiones de $P_S = 150[PSIA]$ y la presión de $P_C = 0.5[PSIA]$, la temperatura del vapor sobrecalentado al momento de entrar a la turbina es de 800 [°F]. Consideraremos que el generador acoplado a la turbina de gas tiene una potencia de 160 MW y la turbina de vapor conserva una eficiencia de 80%, además que la temperatura de los gases al salir del recuperador de calor es de 320 [°F].

Solución

Retomando los resultados obtenidos en el ejemplo 4. (Tabla 3.9)

Tabla 3.9 RESULTADOS CICLO BRAYTON, EJEMPLO 4

Trabajo de Turbina	$\dot{W}_{TCG} = 296.09 \left[\frac{BTU}{lb_{mgas}} \right]$
Trabajo Neto	$\dot{W}_{NCG} = 128.93 \left[\frac{BTU}{lb_{mgas}} \right]$
Calor Agregado	$\dot{Q}_{1CG} = 335.15 \left[\frac{BTU}{lb_{mgas}} \right]$

Para obtener la eficiencia del Ciclo Combinado es necesario determinar el trabajo neto del Ciclo Rankine con las condiciones de estado que presenta.

Así el valor de entropía y entalpía del vapor al entrar a la turbina se obtienen al interpolar los datos de las tablas de vapor sobrecalentado:

$$h_A = 1427.6\left[\frac{BTU}{lb_m}\right] \quad \text{y} \quad S_A = 1.7995\left[\frac{BTU}{lb_m - °R}\right]$$

El cambio de estado de A a B es un proceso a entropía constante por lo que se tiene que:

$$S_A = S_B$$

Al comparar los valores de S_A con el dato S_g a una presión de 0.5 PSIA notamos que se trata de vapor saturado.

La calidad de vapor en este caso resulta:

$$X = \frac{1.7995 - 0.0925}{2.037 - 0.0924} \quad ; \quad X = 87.78\%$$

Por consiguiente se obtiene:

$$h_B = 47.62 + 0.8778(1048.6) \quad ; \quad h_B = 968.1446\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

La entalpía en el punto B corregida al intervenir el factor de la eficiencia de la turbina de vapor es:

$$\eta_{Turbina} = \frac{h_A - h_{Breal}}{h_A - h_B} \quad ; \quad h_{Breal} = h_A - (\eta_{Turbina})(h_A - h_B)$$

$$h_{Breal} = 1427.6 - (0.8)(1427.6 - 968.14) = 1060.035\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

La entalpía en el estado C toma el valor de h_g para 0.5 PSIA, por tanto

$$h_C = 47.62\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

El trabajo que desarrolla la bomba al elevar el agua saturada de la presión de condensado a 150 PSIA es:

$$\dot{W}_p = v_{f\,0.5\,PSIA}(P_S - P_C) \quad ; \quad \dot{W}_p = 0.1607(150 - 0.5)\left[\frac{144}{778.16}\left[\frac{in^2\,BTU}{ft^2\,lb_f - ft}\right]\right]$$

$$\dot{W}_p = 0.444\left[\frac{BTU}{lbt_m}\right]$$

Como $\dot{W}_P = h_D - h_C$, el valor de entalpía en el estado D es:

$$h_D = 0.444 + 47.62 = 48.064\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]$$

Con los valores obtenidos ahora ya se puede calcular el trabajo realizado por el Ciclo Rankine:

$$\dot{Q}_{1CR} = \dot{Q}_T = h_A - h_{Breal} \quad ; \quad \dot{Q}_T = 1427.6 - 48.064 = 1379.56\left[\frac{Btu}{lb_m}\right]$$

$$\dot{Q}_2 = h_{Breal} - h_C = 1060.035 - 47.62 = 1012.415\left[\frac{Btu}{lb_m}\right]$$

$$\dot{W}_{NTV} = \dot{Q}_1 - \dot{Q}_2 = 1379.53 - 1012.415 = 367.119\left[\frac{Btu}{lb_m}\right]$$

Como la eficiencia es:

$$\eta_{CC} = \frac{w_g \dot{W}_{NTG} + w_v \dot{W}_{NTV}}{Q_{cc}}$$

Necesitamos conocer los flujos de masa de vapor y gas que utilizan los el ciclos Rankine y Brayton.

Así, con el dato de la potencia de la unidad de gas y el trabajo neto especifico realizado en el ciclo Brayton que se obtuvo en el ejemplo 4 es posible obtener que flujo de gas. Esto es, si consideramos que todo el trabajo neto del ciclo se transfiere a las unidades generadoras, la potencia de las unidades de gas se calcula mediante:

$$P_{TG} = w_g * \dot{W}_{NCG}$$

Como $3412[BTU] = 1[kWh]$, el flujo de masa de gas empleada para tener dicha potencia es:

$$w_g = \frac{160000[kW]}{128.93\left[\frac{BTU}{lb_m}\right]} * 3412\left[\frac{BTU}{kWh}\right] \quad ; \quad w_g = 4.2342x10^6\left[\frac{lb_m}{h}\right]$$

Para determinar el flujo de vapor a través del Ciclo Rankine se puede utilizar:

$$Q_T = w_{vapor}\left(\dot{Q}_T\right) \quad ; \quad w_{vapor} = \frac{Q_T}{\dot{Q}_T}$$

Y como el calor transferido es también:

$$Q_T = \left(w_g \times c_p\right)\left(T_{4R} - T_5\right)$$

El flujo de vapor es:

$$w_{vapor} = \frac{\left(w_g \times c_p\right)\left(T_{4R} - T_5\right)}{\dot{Q}_T}$$

$$w_{vapor} = \frac{\left(4.234x10^6 \times 0.24\right)\left(904.84 - 320\right)}{1379.56}\left[\frac{lb_{mgas}}{h} \times \frac{BTU}{lb_{mgast} {}^\circ R} \times {}^\circ R \times \frac{lb_{mvapor}}{BTU}\right]$$

$$w_{vapor} = 430.81 \times 10^3\left[\frac{lb_m}{h}\right]$$

Así el calor que se agrega al ciclo combinado por parte de la cámara de combustión es:

$$Q_{cc} = w_g\left(\dot{Q}_1\right) \; ; \qquad Q_{cc} = \left(\frac{4.2342x10^6 * 335.159}{3412}\right)[KW]$$

$$Q_{1CG} = 415.92[MW]$$

Por otra parte el calor transferido al Ciclo Rankine es:

$$Q_T = \frac{430.81\times10^3(1379.53)}{3412} = 174.18[MW]$$

El trabajo neto realizado por el Ciclo Rankines es:

$$W_{NTV} = w_g \dot{W}_{NTV}$$

$$W_{NTV} = \frac{430.81\times10^3(367.119)}{3412} = 46.35[MW]$$

Cabe hacer notar que la potencia que es capaz de generar la turbina de vapor por medio del ciclo Rankine ($P_{TV} = w_v \dot{W}_{NTV}$) esta en función de la cantidad de calor que se recupera desde el ciclo Brayton. Con esto, la potencia que tiene el Ciclo Combinado en su totalidad corresponde a la suma de la potencia de las unidades generadoras:

$$P_{CC} = P_{TV} + P_{TG} \quad , \qquad P_{CC} = 46.35 + 160 = 206.35[MW]$$

Finalmente la eficiencia del Ciclo Combinado es:

$$\eta_{CC} = \frac{w_g \dot{W}_{NTG} + w_v \dot{W}_{NTV}}{Q_{CC}} \quad ; \qquad \eta_{CC} = \frac{160 + 46.35}{415.92}$$

$$\boxed{\eta_{CC} = 49.613\%}$$

El régimen térmico es:

$$W_R = \frac{859.83}{\eta}\left[\frac{Kcal}{KWh}\right] \quad ; \qquad W_R = \frac{859.83}{0.49613}\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]$$

$$\boxed{W_R = 1733.07\left[\frac{Kcal}{KWh}\right]}$$

3.3.2 CUADRO RESUMEN DE LOS CICLOS DE POTENCIA

Los valores de eficiencia y régimen térmico de cada uno de los ciclos desarrollados se presentan en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 RESUMEN DE RESULATDOS DE LOS CICLOS DE POTENCIA

CICLO TËRMICO	EFICIENCIA %	RÉGIMEN TÉMICO [*Kcal/kWh*]	APLICACIÓN
Rankine Simple	32.35	2657.99	Geotermoeléctrica
Rankine con vapor sobrecalentado	35.68	2413.22	Termoeléctrica convencional.
Rankine con vapor recalentado	37.93	2266.59	Termoeléctrica convencional.
Brayton	38.46	2235.64	Turbogás
Ciclo Combinado	49.61	1733.07	Ciclo Combinado

A pesar de que en algunos casos se contemplaron procesos ideales para llegar a estos valores, los resultados son muy aproximados a los obtenidos en los sistemas reales de una central eléctrica de ciclo térmico.

Cada uno de los ejemplos demuestra como al ir incorporando mejoras en los procesos se fue aumentado el valor de eficiencia. Actualmente la aplicación de estos ciclos esta condicionado por el tipo de combustible empleado como fuente de energía, disponibilidad de combustible, emisiones y la utilidad de la central. Ejemplo de esto es el uso de turbinas de gas para generación eléctrica en horas pico en virtud del combustible, por otra parte, la baja eficiencia de ciclo de plantas nucleares para generación eléctrica se justifica únicamente por sus bajos costos de combustible y por la no emisión de bióxido de carbono (CO2) al ambiente.

Una mejora significante del rendimiento de una central se logró mediante la combinación de las altas temperaturas alcanzadas con los ciclos para turbinas de gas con las bajas temperaturas de escape de ciclos de vapor (ciclo combinado). El beneficio de estos sistemas queda limitado por su ubicación, ya que deben instalarse en lugares donde estén disponibles combustibles “limpios”.

Además viejas plantas de vapor han podido ser repotenciadas para convertirlas en plantas de ciclo combinado básicamente sustituyendo la caldera por un recuperador de calor o inyectando los gases de combustión de varias turbinas de gas al generador de vapor y, en algunos casos, quemando combustible adicional en el mismo para completar la producción requerida. Con la repotenciación no se alcanzan los mismos niveles de eficiencia que con un ciclo combinado diseñado ex profeso.

Los parámetros que se deben contemplar para integrar una turbina de gas a un ciclo de vapor son:

- El flujo másico de los gases.
- La temperatura de los gases de escape, la cual debe fluctuar entre 480 y 550 °C
- La presión de los gases de escape, esta debe contemplar la caída al pasar por el recuperador de calor, silenciador y chimenea y así sea posible la salida de los gases.
- Temperatura de los gases de salida de la chimenea:

  a) Entre 150 y 190 °C, cuando el combustible tiene contenidos importantes de azufre, como en el caso del diesel mexicano

  b) Entre 120 y 150 °C, cuando se utiliza gas natural

Es posible aplicar los ciclos combinados integrados a la gasificación (GICC) para el aprovechamiento de combustibles sucios como el carbón o los residuos de petróleo. Su eficiencia es menor a la de un ciclo combinado con gas natural pero sustancialmente superior a una de vapor.

CAPÍTULO 4

ALTERNATIVAS VIABLES DE GENERACIÓN PARA LOS PRÓXIMOS 10 AÑOS

El desarrollo del país, como ya se ha expresado, esta fuertemente ligado con el desarrollo de la infraestructura energética, especialmente a la energía eléctrica. Dada esta circunstancia es importante planear cómo satisfacer la creciente demanda de energía bajo un criterio sustentable; esto es, cuales serán los proyectos que en principio cumplan con esta necesidad, que se realice al menor costo y bajo la necesidad de cuidar nuestro medio ambiente.

Actualmente se cuenta con diversos panoramas que prevén el comportamiento de la demanda de energía, panoramas que son estimados bajo los supuestos económicos explicados en el capitulo I. Estos panoramas marcan la pauta de las principales acciones que se deben de tomar en la generación de energía eléctrica; acciones que no solo continuaran con la carrera demanda – generación, sino que darán un modelo para futuras decisiones, lo que hace de gran relevancia a los proyectos de generación.

Por otra parte y en la elección de las formas de aprovechar la energía presente en la naturaleza, a pesar de que son varias, existen limitaciones por cuestiones tecnológicas, ambientales, económicas y por características propias del país. Las tecnologías renovables con las que actualmente se puede obtener la energía eléctrica han aumentado su eficiencia y reducido los impactos ambientales, sin embargo esto no es suficiente ya que en algunos casos su desarrollo aun no ofrece la posibilidad de hacerlas rentables para cubrir la creciente demanda de energía, pero ahí están, esperando que la necesidad y conveniencia sean sus principales promotores.

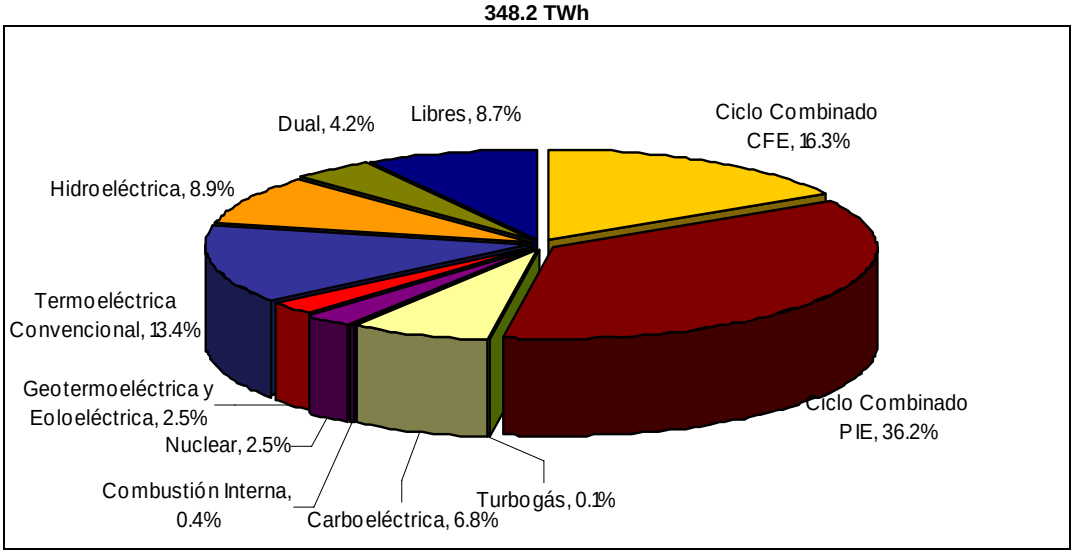
En este capitulo se expondrán los proyectos con los que se pretende cubrir el crecimiento de la demanda para los próximos 10 años basándonos en datos obtenidos de la Secretaría de Energía (SENER) y con una visión mas detallada de los energéticos en el país que obtuvimos en el capitulo II. Se pretende analizar cada tipo de tecnología, costo, impactos ambientales y su participación en los programas de expansión del sector eléctrico.

4.1 VISIÓN SENER Y CFE A 10 AÑOS. PROYECTOS DE GENERACIÓN.

En el desarrollo del primer capitulo, en el Tema 1.2, se presentó la Grafica 1.6 "ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA 2005-2014". La estimación de crecimiento ahí previsto indica un consumo de energía de 305.1 TWh en el año 2014. Por otra parte, en la Grafica 3.7 "ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2005 – 2014" se indica que la generación de electricidad en ese año 2014 alcanzará la cifra de 348.2 TWh, demostrando una tasa de crecimiento del 5.3% anual. Aunque estos son los datos oficiales a la fecha, el incremento en el consumo de los últimos años ha sido de 1.19% en el 2001, 1.9% en 2002, 0.11% en 2003 y 1.95% en 2004, lo cual es mucho menor a lo estimado de 5.2% para los siguientes años, por lo que se considera que los pronósticos serán ajustados próximamente.

La participación en la generación de energía eléctrica para el año 2014 por tipo de tecnología se plantea de será de la siguiente forma. (Gráfica 4.1)

Grafica 4.1 PRONOSTICO DE GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2014
348.2 TWh



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

En la Grafica 4.1 se observa que en el año 2014 el 52.5% del total de generación pertenecerá a las centrales de Ciclo Combinado que como se ha mencionado, es la tecnología con mayor aportación que se ha incluido en el SEN, basta mencionar que el porcentaje de participación en la generación en el año 2004 fue de 34.7% y que mostrara un muy probable incremento del 17.8% para el año 2014.

Para alcanzar el total de generación necesaria al final del periodo será indispensable aumentar la capacidad de generación manteniendo la diversidad de centrales y modernizando las actuales. En este momento ya se cuenta con una serie de decisiones tomadas con respecto a los proyectos que incrementaran la capacidad de generación. Estas obras han sido estudiadas con anticipación dado que la construcción de una central de generación toma alrededor de 4 años, evaluando su factibilidad económica y técnica con simulaciones y modelos de optimización. Todo lo anterior pretende anticipar las condiciones necesarias para que en tales proyectos se reduzcan los costos de inversión y operación.

El crecimiento del SEN esta basado en el plan de expansión, el cual contiene tanto obras denominadas de capacidad comprometida como las denominadas de capacidad no comprometida. **Las obras de capacidad comprometida son obras en proceso de construcción, en licitación o cierre financiero**; por otra parte, **las obras de capacidad no comprometida no tienen un esquema definido y no han sido licitadas**. Agregado a esto, en el programa de expansión se contempla la configuración que tomará el SEN por el retiro de unidades, estado de la red troncal de transmisión y proyectos de autoabastecimiento.

Con esto la capacidad comprometida alcanza 6,632 MW, de los cuales 448 MW los conformará LFC, compañía que no se había incluido dentro de los planes de expansión por 32 años. La capacidad no comprometida asciende a 15,942 MW y por parte de las obras de autoabastecimiento y cogeneración se contempla una adición de 631 MW. El total de capacidad que se necesita para el periodo 2004-2014 es de 23,205 MW, perteneciendo 22,574 MW al servicio público. (Ver Tabla 4.1)

Tabla 4.1 PROGRAMA DE ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN 2004 – 2014
MW

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Servicio Público	1,160	2,804	1,968	495	1,853	2,387	1,674	4,128	3,146	2,959	22,574
CFE	1,160	2,356	1,968	495	1,853	2,387	1,674	4,128	3,146	2,959	22,126
En Construcción o comprometida	1,160	2,356	1,968	-	-	700	-	-	-	-	6,184
No comprometida	-	-	-	495	1,853	1,687	1,674	4,128	3,146	2,959	15,942
LFC (Comprometida)	-	448	-	-	-	-	-	-	-	-	448
Autoabastecimiento y cogeneración	-	32	49	-	-	300	250	-	-	-	631
Total anual	**1,160**	**2,836**	**2,017**	**495**	**1,853**	**2,687**	**1,924**	**4,128**	**3,146**	**2,959**	**23,205**

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

Con el fin de minimizar los costos en el plan de desarrollo, mantener el nivel de confiabilidad en el SEN y cumplir con la normatividad ambiental, se realiza la combinación de centrales que suministraran energía.

Los principales beneficios de mantener la diversidad de generación son:

- ✓ Protección contra la volatilidad de los precios de los energéticos primarios.
- ✓ Eliminar riesgos ante un proveedor único del combustible de importación.
- ✓ Disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera.

Analizando el total de adiciones de capacidad de generación dentro de la capacidad comprometida, el 66.7% del total corresponde a centrales de Ciclo Combinado en proceso de construcción y/o conversión, y como parte de la diversificación de tecnologías se cuenta con la adición de 754MW con la construcción de la planta hidroeléctrica El Cajón. Por otra parte, la modalidad de licitación bajo el esquema de Productor Independiente de Energía representa un 66.30% de la contratación, mientras que por Obra Pública Financiada se considera el restante 33.7%.

Respecto a la capacidad no comprometida, la tecnología de Ciclo Combinado representa el 44.7%, el 38.8% esta conformado por centrales que aun no han sido definidas y el 16.5% restante corresponde a diversas tecnologías. En relación al 38.8% de tecnología no definida, se otorga la oportunidad de participar a la inversión privada, dándoles la posibilidad de que propongan el tipo de tecnología y ubicación de la central.

En la Tabla 4.2 se muestran las tecnologías que se implementarán dentro del plan de expansión:

Tabla 4.2 CAPACIDAD ADICIONAL POR TECNOLOGÍA 2005-2014
MW

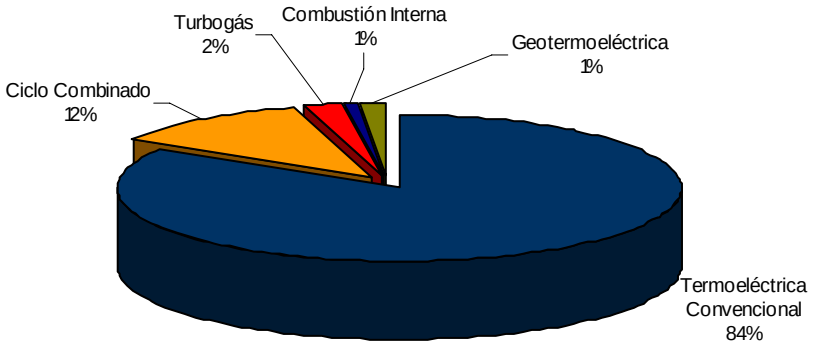
TECNOLOGÍA	COMPROMETIDA	NO COMPROMETIDA	TOTAL	PARTICIPACIÓN %
Ciclo Combinado	4,555	7,128	11,683	51.8
Turbina de Vapor	0	0	0	0.0
Hidroeléctrica	754	1,500	2,254	10.0
Combustóleo	0	0	0	0.0
Carbón	700	0	700	3.1
Geotermia	0	125	125	0.6
Nuclear	0	0	0	0.0
Turbogás	448	479	927	4.1
Combustión Interna	90	25	115	0.5
Eólica	85	507	592	2.6
Libre*	0	6,178	6,178	27.4
Total	**6,632**	**15,942**	**22,574**	**100**

Nota: No incluye autoabastecimiento local ni remoto
* Acorde al artículo 127 del Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, las convocatorias permitirán a los participantes confirmar o proponer la tecnología y el combustible por utilizar en la central generadora
FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

Los retiros de capacidad programados en base a costos de operación y vida útil de las máquinas se estiman en 5,108 MW. Este retiro de unidades no es definitivo ya que se contemplan los impactos de costo-beneficio que la maniobra representa, analizando siempre la posibilidad de conservar las unidades como reserva por un cierto tiempo. (Grafica 4.2)

En base a la disminución que últimamente se ha notado en el ritmo de crecimiento del consumo de electricidad, y como medida para aumentar la eficiencia en la producción de energía, la CFE decidió incrementar la capacidad destinada a retiro en 920 MW más que en el programa previsto el año anterior.

Grafica 4.2 PROGRAMA DE RETIROS 2005-2014
MW



	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Termoeléctrica Convencional	1,373	0	40	299	0	1,459	158	636	0	316	**4,281.0**
Ciclo Combinado	0	0	0	0	0	0	377.7	0	226	0	**603.7**
Turbogás	88	28	0	0	0	0	0	0	0	0	**116**
Combustión Interna	21.8	0	0	0	0	0	10.6	0	0	0	**32.4**
Geotermia	0	0	0	0	0	75	0	0	0	0	**75**
Total anual	**1,482.8**	**28**	**40**	**299**	**0**	**1,534**	**546.3**	**636**	**226**	**316**	**5,108.1**

FUENTE: CFE

Así y con las adiciones y retiros de capacidad, el SEN tendrá una capacidad de 64,018MW en el año 2014. La evolución en la capacidad de generación a lo largo del periodo 2005-2014 se espera de la siguiente forma. Véase Tabla 4.3

Tabla 4.3 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LACAPACIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO 2005 – 2014
MW

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad a Diciembre de 2004	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552	46,552
Adiciones acumuladas	1,160	3,964	5,932	6,427	8,280	10,667	12,341	16,469	19,615	25,574
Retiros acumulados	1,483	1,511	1,551	1,850	1,850	3,384	3,930	4,566	4,792	5,108
Capacidad a diciembre de cada año	**46,229**	**49,005**	**50,939**	**51,129**	**52,982**	**53,835**	**54,963**	**58,455**	**61,375**	**64,018**

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

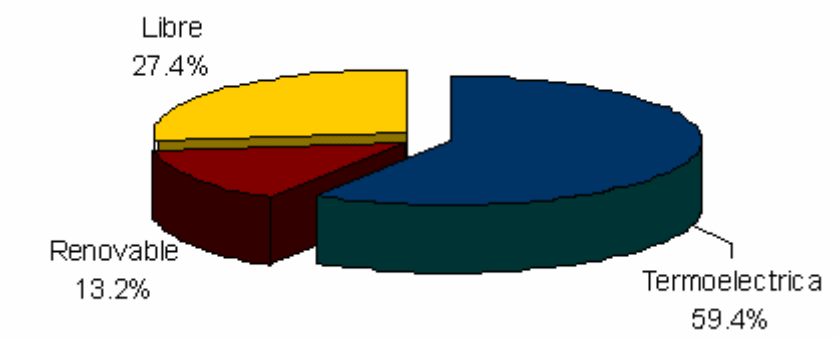
De este total la región Sureste es la que tendrá el mayor porcentaje de capacidad de todo el país con un 32.28%, la región Centro solo conservará un 10.11%, 13.59% se concentrará en la región Noroeste, 22.95% en la región Noreste y la región Centro – Occidente contribuirá con un 21.05%.

El incremento neto de la capacidad de generación del servicio público en el periodo 2004 – 2014 será de 20,466 MW.

4.2 CASO DE LAS TERMOELÉCTRICAS COMO FUENTE PROPUESTA DE GENERACIÓN

En la Tabla 4.2, "CAPACIDAD ADICIONAL POR TECNOLOGÍA 2005 – 2014", notamos que un gran porcentaje de estas adiciones esta bajo la forma de generación térmica con un 59.4% del total, las energías renovables obtienen un 13.2%, y los proyectos que aún no tienen una tecnología definida forman el restante 27.4%. Cabe mencionar que en los proyectos que aún tienen la tecnología por definirse se conserva una gran posibilidad de que se opte en alguno de ellos por el tipo térmico. (Gráfica 4.3)

Grafica 4.3 TIPO DE TECNOLOGÍA EN LAS ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN 2005 – 2014



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

Además, en la Grafica 4.1 "PRONOSTICO DE GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2014", notamos la gran importancia de las centrales térmicas en la generación de energía eléctrica para ese año, participando aproximadamente con un 79.9%.

Considerando los puntos anteriormente mencionados y dada la importancia futura y actual en la infraestructura nacional por parte de las centrales térmicas, presentamos a continuación los proyectos de capacidad comprometida y no comprometida propuesto en el plan de expansión, además de las principales características técnicas que tiene cada tecnología.

Las centrales térmicas que utilizan ciclos de potencia se dividen según el combustible utilizado. En un principio esta clasificación denomina a las tecnologías térmicas como sigue:

- ✓ **VAPOR**: Se utiliza el vapor de agua para producir el movimiento de una turbina acoplada a un generador eléctrico. Estas a su vez se subdividen por el tipo de combustible que utilizan, estos son: combustóleo, gas natural, diesel, carbón (carboeléctricas), uranio enriquecido (nucleoeléctrica), y en el caso de las centrales de fuente renovable el vapor es extraído del subsuelo (geotermoeléctrica).

- ✓ **TURBOGÁS**: Con los gases producidos en la combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada a un generador eléctrico.

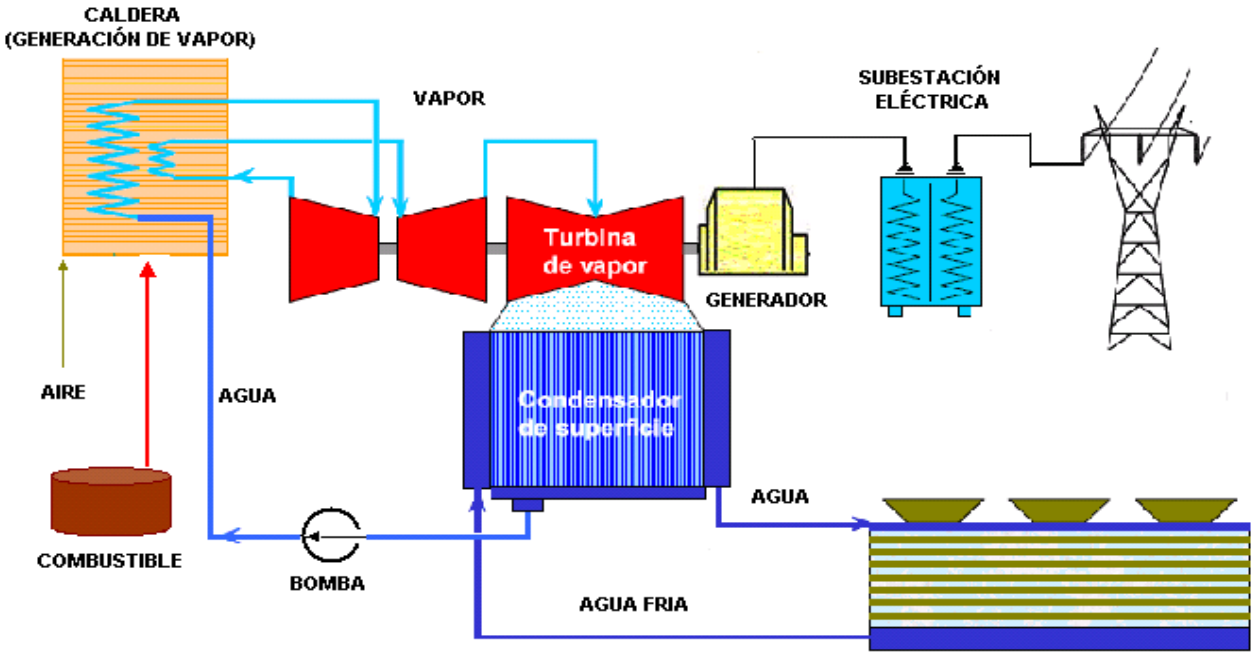
- ✓ **COMBUSTIÓN INTERNA**: El generador eléctrico se hace girar por medio de un motor de combustión interna.

- ✓ **CICLO COMBINADO**: Se implementada con la combinación de las tecnologías de vapor y turbogás con una o más turbinas y cada una de estas acoplada a un generador eléctrico.

4.2.1 TERMOELÉCTRICA

El diagrama de flujo de las centrales térmicas a vapor presenta entre ellas gran similitud difiriendo solo por el combustible que es utilizado. A manera simple, el combustible durante el proceso de combustión entrega su poder calorífico al agua en las calderas; en este lugar el agua se evapora y el flujo de vapor se dirige a la turbina. Por la presión que ejerce el vapor en la turbina la energía cinética se convierte en energía mecánica. Así es posible poner en movimiento el generador eléctrico que se encuentra acoplado a la turbina de vapor. Véase Figura 4.1.

Figura 4.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE VAPOR



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

a) CARBOELÉCTRICAS.

El carbón es el combustible más utilizado para obtener vapor y se maneja de forma distinta a los hidrocarburos líquidos o gaseosos. Su transportación hacia la cámara de combustión se hace por medio de bandas transportadoras, además los residuos generados después de la combustión, dependiendo de la cantidad de azufre que se encuentre en el carbón, deben ser controlados de manera especial por equipo que límite las emisiones de SO_2.

De esto último se deriva la clasificación de las centrales carboeléctricas:

- ✓ **Carboeléctrica sin desulfurador y sin quemadores duales**. Usan el carbón con bajo contenido de azufre como único combustible.
- ✓ **Carboeléctrica sin desulfurador y con quemadores duales** (**Dual**). Además del carbón con un contenido de azufre de 0.7%, el combustóleo también es utilizado en esta central.
- ✓ **Carboeléctrica con desulfurador y con quemadores duales** (**Dual**). Se utiliza el combustóleo y carbón con un contenido de azufre del 2%.

El único proyecto carboeléctrico presente en el plan de expansión es **la "Carboeléctrica del Pacífico**", el cual es una **obra de capacidad comprometida**. Este tendrá una potencia de generación de 700 MW obtenida a partir de dos unidades de 350 MW. Este tipo de central es usada por CFE para definir los parámetros de eficiencia, porcentaje de energía utilizada en servicios propios y vida útil. Dicho proyecto estará ubicado en el estado de Michoacán y se planea que entre en operación para el año 2010.

Los parámetros básicos de estas centrales se muestran en Tabla 4.4.

Tabla 4.4 PARÁMETROS BASE DE CENTRALES CARBOELÉCTRICAS

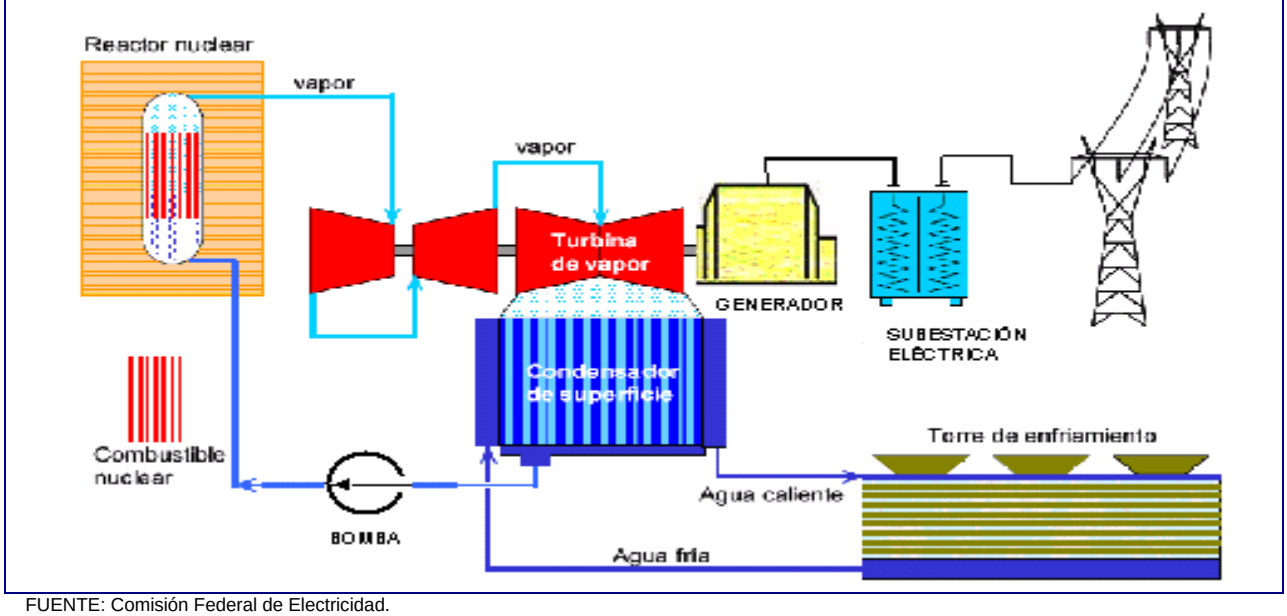
Tipo de Central	Potencia Bruta (MW)	Eficiencia Bruta (%)	Factor de Planta	Usos Propios (%)	Tiempo de construcción (meses)	Vida útil (años)
Sin desulfurador y sin quemadores duales	2 x 350	37.24	0.750	7.3	42	30
Sin desulfurador y con quemadores duales	2 x 350	38.02	0.750	7.3	42	30
Con desulfurador y con quemadores duales	2 x 350	38.02	0.750	11.4	42	30

FUENTE: COPAR de Generación de CFE 2004.

b) NUCLEOELÉCTRICAS

Central de vapor que utiliza el uranio enriquecido como energético primario. Los reactores nucleares donde se fisionan los átomos del isótopo de uranio U_{235} con el fin de obtener el calor necesario para la evaporización del agua, generan un cambio en el diagrama de flujo de este tipo de central respecto al presentado para centrales de termoeléctricas de vapor ya que se cambia la caldera por el reactor nuclear como el productor de vapor.(Figura 4.2)

Figura 4.2 DIAGRAMA DE CENTRAL NUCLEOELÉCTRICA



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

Los reactores se clasifican a partir de la combinación de los elementos que los forman. Los más comunes son:

- ✓ PWR : Reactor de agua ligera a presión
- ✓ BWR : Reactor de agua ligera hirviente
- ✓ PGR : Reactor de agua pesada a presión
- ✓ ABWR: Reactor avanzado de agua ligera hirviente

La central nucleoeléctrica con reactor ABWR es considerada para obtener los parámetros base de CFE. (Tabla 4.5)

Tabla 4.5 PARÁMETROS BASE DE CENTRALES NUCLEOÉLECTRICAS

Tipo de reactor	Potencia Bruta (MW)	Eficiencia Bruta (%)	Factor de Planta	Usos Propios (%)	Tiempo de Construcción (meses)	Vida útil (años)
ABWR	2 x 1355	34.54	0.85	4.1	60	40

FUENTE: COPAR de Generación de CFE

Dentro del plan de expansión no se contemplan nuevas centrales nucleoeléctricas y se conserva así la misma capacidad de generación que actualmente se tiene durante el periodo 2005-2014. Esto hará que disminuya el porcentaje de generación nuclear al pasar de 6.85% en el año 2005 a 2.5% para el año 2014.

c) TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL

El combustible utilizado para la producción de vapor en esta tecnología es el combustóleo o gas natural. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) únicamente tiene unidades que usan combustóleo.

La termoeléctrica convencional no se incluye dentro del plan de expansión para el periodo 2005 – 2014, pero es posible que se continúe con la construcción de estas centrales en un futuro.

Los parámetros básicos son obtenidos a partir de centrales que cuentan con un par de unidades de 350 MW, 160 MW, 84 MW y 37.5 MW. Estos se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 PARÁMETROS BASE DE LA CENTRALE TERMOELÉCTRICA COVENCIONAL

Potencia Bruta	Eficiencia Bruta (%)	Factor de Planta	Usos Propios (%)	Tiempo de Construcción (meses)	Vida útil (años)
2 x 350	37.55	0.750	5.8	39	30
2 x 160	36.31	0.650	6.2	36	30
2 x 84	32.42	0.650	6.4	33	30
2 x 37.5	30.63	0.650	8.3	30	30

FUENTE: COPAR de Generación de CFE

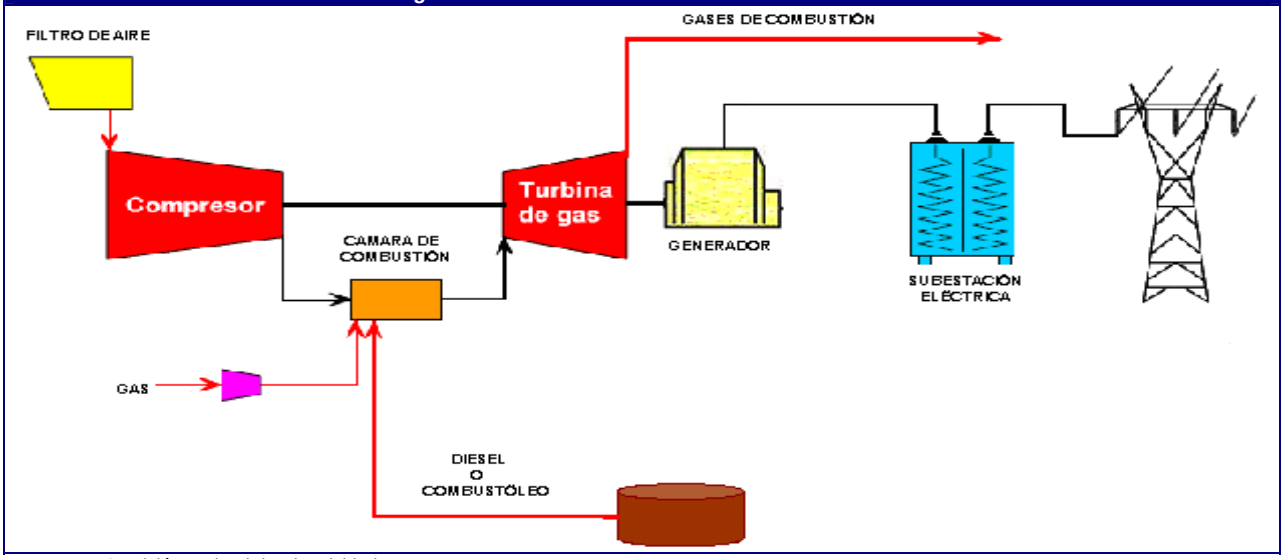
4.2.2 TURBOGÁS.

Este tipo de central térmica utiliza turbinas a gas por las que fluyen los gases que son producidos en la cámara de combustión. El energético usado es gas natural o diesel, y en los casos de centrales modernas, combustóleo o petróleo crudo.

En el siguiente diagrama de flujo se esquematiza el proceso de generación. En un principio se toma aire de la atmósfera y se hace pasar por un filtro antes de ingresarlo al compresor, posteriormente en la cámara de combustión se mezcla el aire comprimido y el combustible. Durante la combustión se producen los gases que al expandirse hacen girar la turbina y, consecuentemente, el generador eléctrico acoplado a esta. (Figura 4.3).

Existen centrales en las que es posible hacer el cambio de combustible de forma automática, lo que ofrece versatilidad en su operación y diversificación en el energético, pero al llevarse a cabo este cambio la potencia y eficiencia son afectadas. Esto es, usando gas y al cambiarlo por diesel la potencia de la central se reduce en 2.7% y la eficiencia aumenta en 1.9%; si el cambio es por combustóleo la potencia disminuye en 4.1% y la eficiencia aumenta en 3.5%.

Figura 4.3 DIAGRAMA DE CENTRAL TURBOGÁS



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

Otro aspecto que influye en la operación de este tipo de centrales es la condición climatológica de la zona en donde se instala. La temperatura del aire y la presión atmosférica, siendo de mayor importancia este último aspecto, afectan la potencia nominal y la eficiencia.

El breve tiempo necesario en el arranque y la versatilidad de seguir a la demanda hacen que esta tecnología sea utilizada en las horas pico, tiempo en el que se suministra la energía por medio de las turbinas llamadas aeroderivadas (tecnología avanzada proveniente de la aviación).

Encontramos unidades de capacidades que van desde los 0.5 MW hasta 235 MW a 60 ciclos, así como turbinas denominadas Heavy – Duty en capacidades desde 85 MW hasta 235 MW. El último tipo de turbinas son las que se emplean en el servicio de suministro eléctrico.

Los parámetros base de las centrales Turbogás se presentan en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 PARÁMETROS BASE DE CENTRALES TURBOGÁS

Tipo de Turbina	Potencia Bruta (MW)	Eficiencia Bruta (%)	Factor de Planta	Usos Propios (%)	Tiempo de Construcción (meses)	Vida útil (años)
Aeroderivada Gas	1 x 42.6	37.55	0.125	1.1	10	30
Aeroderivada Diesel	1 x 41.4	38.08	0.125	0.8	10	30
Industrial Gas	1 x 85.0	29.67	0.125	1.0	10	30
Industrial Gas “F”	1 x 185	33.31	0.125	0.8	12	30
Industrial Gas “G”	1 x 253	35.65	0.125	1.2	12	30

FUENTE: COPAR de Generación, CFE

La capacidad que se adicionará al SEN por medio de esta tecnología será de 927 MW, **de los cuales 448MW son capacidad comprometida y los restantes 510 MW capacidad no comprometida.** La capacidad comprometida corresponde únicamente a las unidades turbogás que pondrá en marcha LFC en el año 2006. (Tabla 4.8)

Tabla 4.8 PROYECTOS DE CENTRALES TURBOGÁS

CAPACIDAD COMPROMETIDA					
Proyecto	**Ubicación**	**Fecha del Concurso**	**Modalidad de Licitación**	**Capacidad MW**	**Fecha Programada de Operación Comercial**
Generación Distribuida	Zona Metropolitana	2005	OPF	448	Año 2006
CAPACIDAD NO COMPROMETIDA (ESQUEMA FINANCIERO POR DEFINIRSE)					
B. California II	Sonora	--	--	224	Año 2009
B. California IV (Mexicali)	B. California	--	--	255	Año 2012

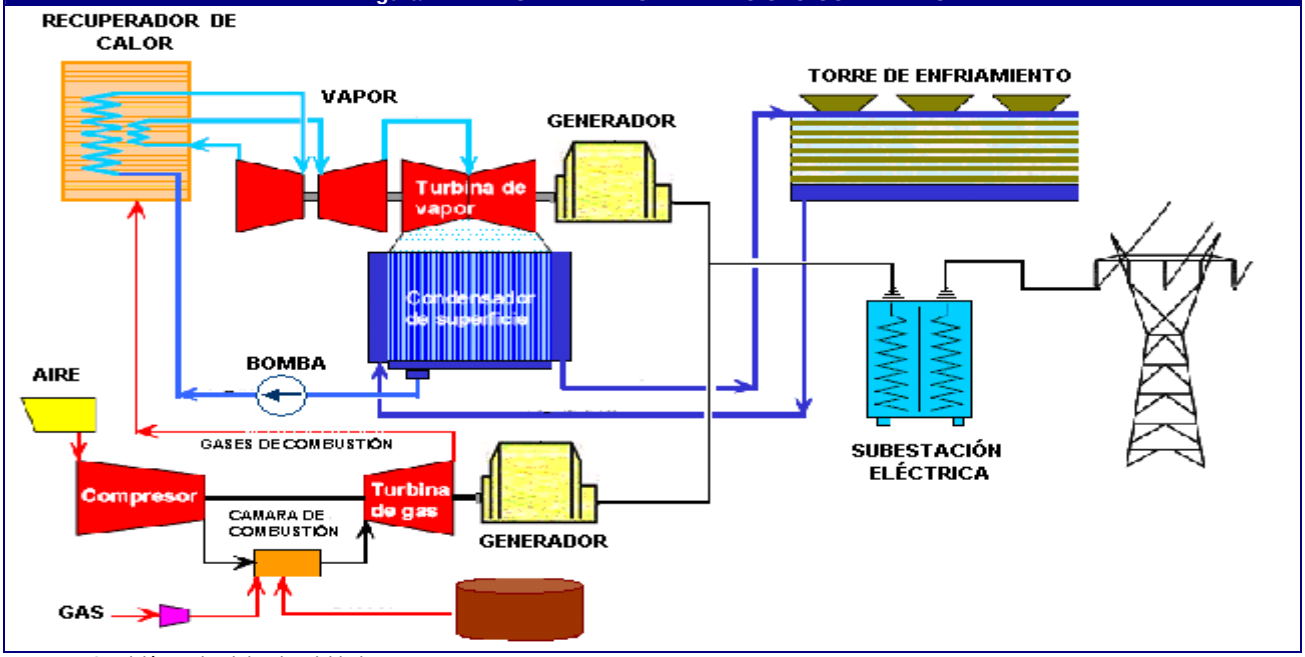
OPF: Obra Pública Financiada
FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

4.2.3 CICLO COMBINADO

En las centrales de ciclo combinado se integran turbinas de vapor y de gas con su respectivo generador eléctrico acoplado. La combinación de estas dos tecnologías se basa en la recuperación de calor, proceso en el cual se aprovecha las altas temperaturas que los gases aún poseen después de haber terminado el ciclo en las unidades turbogás. Los gases de combustión que salen de las turbinas de gas antes de ser expulsados a la atmósfera ingresan a un recuperador de calor donde parte de su poder energético, que es del orden de los 600 °C en lo casos de unidades de gas de gran potencia, eleva la temperatura del agua convirtiéndola en vapor. El vapor generado es aprovechado para la generación de energía eléctrica en un arreglo similar al presentado en las centrales de vapor convencional.

Las centrales de ciclo combinado son posibles de construir en dos etapas. La primera fase corresponde a la unidad de gas cuya construcción es breve y por tal puede entrar en operación en un lapso de tiempo corto, posteriormente se concluye con la fase de construcción de la central de vapor. En el diagrama de flujo de esta tecnología se muestra la configuración de una central tipo Ciclo Combinado. (Figura 4.4)

Figura 4.4 DIAGRAMA DE CENTRAL CICLO COMBINADO



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

La eficiencia que tienen estas plantas es alrededor del 55%. Esta eficiencia es la más alta dentro de todas las tecnologías disponibles para la obtención de electricidad, sin embargo, al igual que en las centrales Turbogás, las condiciones ambientales presentes en la zona donde se instala la central influyen en la eficiencia y potencia. El cambio de gas por otro combustible también ocasiona un cambio en estos parámetros, los cuales se calculan tomando como combustible base al gas natural. (Ver Tabla 4.9)

Tabla 4.9 EFECTO POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE EN LA CENTRAL CICLO COMBINADO

Combustible	% Potencia	Eficiencia *
Gas Natural	Base	Base
Diesel	-2.3	+2.8
Combustóleo	-3.1	+4.8

* Calculada con el poder calorífico superior del combustible
FUENTE: COPAR de generación de CFE.

Los valores mostrados en la tabla anterior varían dependiendo de la configuración del ciclo combinado, arreglo que cambia en el número de unidades turbogás por unidades de vapor. La proporcion de unidades van desde 1 unidad de gas por una de vapor, hasta 4 unidades de gas por una de vapor, no obstante la potencia total de un arreglo se compone en un 66 % por unidad turbogás y el resto por unidad de vapor.

La unidad de vapor queda determinada en tres configuraciones posibles dependiendo del número de unidades de gas:

- ✓ Recuperación de calor sin combustible adicional.
- ✓ Recuperación de calor con combustible adicional.
- ✓ Generador de vapor convencional.

La central de ciclo combinado con gas natural como combustible es a la que se refieren los parámetros básicos que se muestran en la Tabla 4.10. Los datos quedan en función del número de unidades y tipo de turbinas de gas.

Una gran cantidad de proyectos dentro del plan de expansión es bajo esta tecnología (casi el 52 % del total de la capacidad adicional en el periodo 2005 – 2014). La capacidad comprometida en estos proyectos es de 4,555 MW y la capacidad no comprometida de 7,128 MW. (Tabla 4.11 y Tabla 4.12 respectivamente)

Tabla 4.10 PARÁMETROS BASE DE CENTRALES CICLO COMBINADO DE GAS

Configuración *	Potencia Bruta (MW)	Eficiencia Bruta (%)	Factor de Planta	Usos Propios (%)	Tiempo de Construcción (meses)	Vida útil (años)
1 x 1 "F"	1 X 283	51.01	0.8	2.9	24	30
2 x 1 "F"	1 X 568	51.23	0.8	2.8	24	30
1 x 1 "G"	1 X 374	51.79	0.8	2.8	24	30
2 x 1 "G"	1 X 750	51.82	0.8	2.7	24	30

* Numero de turbinas de gas por cada turbina de vapor (1 x 1 ó 2 x 1) y modelo de turbina de gas ("F" ó "G")
FUENTE: COPAR de generación de CFE.

Tabla 4.11 PROYECTOS DE CENTRALES CICLO COMBINADO DE CAPACIDAD COMPROMETIDA

PROYECTOS EN OPERACIÓN COMERCIAL O EN CONSTRUCCIÓN					
Proyecto	**Ubicación**	**Fecha del Concurso**	**Modalidad de Licitación**	**Capacidad MW**	**Fecha Programada de Operación Comercial**
La Laguna II	Durango	2001	PIE	512	Abril de 2005
Río Bravo IV	Tamaulipas	2001	PIE	514	Abril de 2005
Hermosillo *	Sonora	2002	OPF	91	Mayo de 2005
Altamira V	Tamaulipas	2002	PIE	1,153	Noviembre de 2006
Tuxpan V	Veracruz	2002	PIE	509	Septiembre de 2006
Valladolid III	Yucatán	2002	PIE	540	Junio de 2006
El Encino *	Chihuahua	2003	OPF	67	Marzo de 2006
Tamazunchale	S. Luis Potosí	2003	PIE	1,168	Mayo de 2007
PROYECTOS ADJUDICADOS					
--	--	--	--	--	--
PROYECTOS EN PROCESO DE LICITACIÓN					
--	--	--	--	--	--

* Conversión de TG a CC
PIE: Productor Independiente de Energía RP: Recursos propios OPF: Obra pública financiada
FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

Tabla 4.12 PROYECTOS DE CENTRALES CICLO COMBINADO DE CAPACIDAD NO COMPROMETIDA

(ESQUEMA FINANCIERO POR DEFINIRSE)							
Proyecto	**Ubicación**	**Capacidad MW**					
		2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Presidente Juárez	B. California	259					
San Lorenzo *	Puebla	134					
Agua Prieta II	Sonora		642				
Norte (La Trinidad)	Durango		403				
Valle de México (repotenciación U2)	Edo. De México		380				
Tuxpan *	Veracruz		92				
Occidental I y II	Región Occidental			458	458		
Presidente Juárez *	B. California			84			
Norte II	Chihuahua			666			
Tamazunchale II	S. Luis Potosí				682		
Valle de México (repotenciación U3)	Edo. De México				380		
Tamazunchale III	S. Luis Potosí					682	
Occidental III y IV	Región Occidental					458	458
Guadalajara I y II	Jalisco					446	446

* Conversión de TG a CC
FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

Nuevo en su tipo, en el proyecto Agua Prieta se pretende obtener 25 MW útiles para la generación de vapor por medio de un campo solar. Con esto, en este proyecto en particular se hará un uso importante de la energía renovable con la intensión de mejorar la eficiencia de la central. El área necesaria para este campo solar se estima será de 90 hectáreas.

4.3 CASO DE LAS TECNOLOGIAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN

4.3.1 ENERGIA EÓLICA

El conocimiento del recurso energético eólico en México se encuentra a nivel exploratorio, solo algunas mediciones puntuales o pequeñas redes anemométricas han servido para confirmar la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en distintas regiones del país. Debido a la intermitencia del viento, un proyecto de energía eólica tiene un factor de planta significativamente bajo (en un promedio del 30%). Para algunos casos excepcionales, en regiones con buen recurso eólico como las existentes en México, se puede esperar un factor de planta de 38 a 50%.

Según los estudios realizados por la CFE, el potencial de la región de La Venta, en el estado de Oaxaca, es de 630 MW. Sin embargo, esta zona sólo representa el 20% de la superficie disponible en la región sur del Istmo de Tehuantepec y es la más evaluada de todo el territorio nacional. El potencial eólico total estimado por la CFE es de aproximadamente 3,000 MW, además los estudios realizados hasta ahora sugieren que México posee un potencial importante cuyo aprovechamiento podría satisfacer por lo menos 4.5 % de las necesidades de electricidad esperadas para el año 2010[1].

El valor preciso del recurso requiere de mediciones “in situ”, por lo cual no existe un valor global de las reservas de este recurso. Dada la extensión del territorio mexicano, las mediciones anemométricas con miras al emplazamiento de centrales eoloeléctricas son muy limitadas. Sin embargo ya se han identificado las regiones con mayor potencialidad con base en las mediciones ejecutadas por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), la CFE y estudios indirectos realizados por el Natural Renewable Energy Laboratory (NEREL) de Estados Unidos.

La reserva mínima estimada es del orden de 7.8 TWh/año, consistente en el potencial estimado por CFE para el Istmo de Tehuantepec que es del orden de 2500 MW y un factor de capacidad de 35.64% (promedio observado en la Venta, Oax.) Algunos sitios han sido estudiados más que otros y a continuación se listan algunos de ellos. (Véase Tabla 4.13)

Tabla 4.13 POTENCIAL DE SITIO

	MW
Istmo de Tehuantepec	
La Venta	385
La Mata	245
Baja California Sur	
Guerrero Negro	200
Isla Cedros	20

FUENTE: “Energía Eólica en México: Grandes Avances de CFE”, en Boletín CANAE, enero-marzo, 1998, pág.59.

Para el año 2006 entrará en operación la planta eoloeléctrica La Venta II, ubicada en el estado de Oaxaca. Esta central es un proyecto adjudicado dentro de la capacidad comprometida bajo el esquema de Obra Publica Financiada y espera una capacidad de 85MW.

En cuanto a la **capacidad no comprometida en esta tecnología se cuenta con las centrales La Venta III, IV, V, VI** y **VI. Cada obra con 101MW** de capacidad y para las cuales se prevé su entrada en operación en el año 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 respectivamente.

4.3.2 ENERGÍA HIDRÁULICA

Las centrales hidroeléctricas al cierre de diciembre de 2005 cuentan con 10,269.28 MW de capacidad efectiva instalada representando el 22.3 % del total nacional. Por otra parte, han contribuido con aproximadamente un 9.7 % en la generación en lo que respecta al año 2005 (30 junio de 2005).

[1] Considerando una tasa de crecimiento promedio de 5% para la demanda de electricidad y 5000 MW eoloeléctricos operando a un factor de planta promedio de 25 %.

Las condiciones geográficas de la zona donde se construye una central hidroeléctrica hacen que estas presenten gran diversidad en los métodos de construcción, tamaños, diseños y costos de inversión. Debido a lo anterior no es posible obtener una referencia base para los datos de eficiencia y factor de planta de este tipo de central.

En la Tabla 4.14 se describen las principales características de algunas plantas hidroeléctricas.

Tabla 4.14 PRINCIPALES CARÁCTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ACTUALES

CENTRAL	POTENCIA (MW)	GENERACION (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA	TURBINA	GASTO DE DISEÑO (m^3/s)	ALTURA DE CORTINA (m)	VIDA UTIL (años)
Chicoasén	8 x 300	5,580.0	0.425	Francis	933.5	262	50
Aguamilpa	3 x 320	2,131.0	0.253	Francis	747.0	187	50
Caracol	3 x 200	1,501.0	0.288	Francis	714.0	126	50
Zimapán	2 x 146	1,292.4	0.527	Pelton	59.0	203	50
Peñitas	4 x 105	1,912.0	0.520	Kaplan	1,440.0	45.0	50
Agua Prieta *	2 x 120	440.0	0.209	Pelton	52.6	15.0	50
Comedero **	2 X 50	273.6	0.312	Francis	130.0	134.0	50
Bacurato **	2 x 46	297.0	0.331	Francis	100.0	101.0	50
Amistad **	2 x 33	167.0	0.285	Francis	133.4	87.6	50

* Opera con aguas negras de la Ciudad de Guadalajara, Jal.
** Contempla el equipamiento para generación de energía eléctrica en presas existentes destinadas para otros usos.
FUENTE: COPAR de generación de CFE

El proyecto hidroeléctrico El cajón, ubicado en el estado de Nayarit, y la Presa Reguladora Amata, localizada en el estado de Sinaloa, son lo únicos proyectos comprometidos en el plan de expansión.

Aunque la Presa Reguladora Amata no agrega potencia al sistema eléctrico, cumple con dos funciones importantes: 1) Mejora el aprovechamiento de las extracciones de la Presa Comedero, con lo que garantiza los niveles de confiabilidad y calidad en la Central Hidroeléctrica Comedero y 2) Regula la afluencia de agua para riego beneficiando a la agricultura y ganadería de la región. El cierre financiero de esta obra se efectuó en el año 2003 y su fecha programada de operación es el 1° de junio de 2005.

Lla Central Hidroeléctrica El Cajón obtuvo el cierre financiero bajo la modalidad de Obra Publica Financiada en el año 2002. Su construcción se terminará en el año 2007 entrando a operación el 31 de agosto del mismo año (fecha programada por CFE). La capacidad de la central es de 754 MW, con la cual se espera obtener una generación equivalente a 1.5 veces la energía consumida por el estado de Nayarit. (Ver Tabla 4.15)

Tabla 4.15 PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELETRICAS DE CAPACIDAD COMPROMETIDA
PROYECTOS EN OPERACIÓN COMERCIAL O EN CONSTRUCCIÓN

Proyecto	Ubicación	Fecha del Concurso	Modalidad de Licitación	Capacidad MW		
				2004	2005	2007
Manuel Moreno T.	Chiapas	2000	OPF	624	312	
El Cajón	Nayarit	2002	OPF			900

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

Dentro **los proyectos que aun no** se encuentran **comprometidos** están las obras de repotenciación de la **Central Hidroeléctrica Infiernillo, en el estado de Guerrero, y la ampliación de la central La villita, ubicada en estado de Michoacán; además de la construcción de la Central La Parota**, localizada en Guerrero. Estos tres proyectos adicionan al sistema eléctrico la capacidad de 1,500 MW. (Tabla 4.16)

Tabla 4.16 PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELETRICAS DE CAPACIDAD NO COMPROMETIDA
(ESQUEMA FINANCIERO POR DEFINIRSE)

Proyecto	Ubicación	Capacidad MW		
		2012	2013	2014
La Parota, U1, U2 y U3	Guerrero	900	--	--
Ampliación La Villita	Michoacán	--	--	400
Repotenciación Infiernillo	Guerrero	--	--	200

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

4.3.3 ENERGÍA MINIHIDRÁULICA

En México se han realizado diversos estudios para determinar el potencial minihidráulico de algunas regiones, entre ellos los elaborados por la CFE, la Comisión Nacional del Agua (CNA) y la CONAE. De acuerdo con un estudio presentado por la CONAE, se estima un potencial de 3,250 MW concentrados principalmente en estados de la zona sur del país. Tan sólo para los estados de Puebla y Veracruz el potencial aprovechable estimado es de 400 MW con una capacidad de generación de 3,570 GWh anuales. El factor de eficiencia de las plantas comúnmente utilizado para la cuantificación de potencial es de 40%, que es el promedio de la eficiencia de las centrales minihidráulicas en operación.

Los sitios identificados con mayor potencial minihidráulico se encuentran ubicados en los estados de Puebla, Veracruz, Chiapas, Tabasco, Oaxaca, Guerrero, Jalisco y Nayarit.

Un estudio presentado por el IIE en 1999 cuantificó un potencial económicamente aprovechable de 300 MW a partir del aprovechamiento de los canales de riego que existen en el país. Además se reconoce la importancia de los recursos minihidráulicos existentes en las vertientes de la zona sur-sureste del Pacífico y el Golfo de México, pero de los cuales no se cuenta con información precisa acerca del potencial.

En los ríos más importantes por su recurso hidrológico se cuenta con centrales de diversos tamaños y existen proyectos de interés, sobre todo para la instalación de centrales minihidráulicas.

4.3.4 GEOTERMOELÉCTRICA

Central termoeléctrica que aprovecha el vapor extraído del subsuelo, al cual previamente se le elimina la humedad para que totalmente seco se dirija hacia la turbina de vapor.

Las unidades que actualmente operan dentro del SEN son de 22.5MW, 26.95MW, 37.5MW, 50MW y 110MW. El vapor de salida de las turbinas es enviado a un condensador de contacto directo, aquí el vapor es mezclado con el agua de circulación y parte de este volumen es enviado a una torre de enfriamiento y el resto es reinyectado al subsuelo o bien, enviado a una laguna de evaporización.

Los proyectos de este tipo de tecnología dentro de las obras de Capacidad no Comprometida son dos:

- ✓ **Cerro Prieto: Ubicada en Baja California. Contará con 100MW de capacidad para el año 2010.**
- ✓ **Humeros: Se planea entre en operación para el año 2010 con 25MW de capacidad efectiva.**

Es importante hace mención de que las obras de generación de fuente renovable forman parte de la estrategia de diversificación de centrales eléctricas.

4.4 IMPACTOS AMBIENTALES DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

El uso de la energía eléctrica ha aportado amplios y diversos beneficios a la humanidad, especialmente a los habitantes de los países más desarrollados. Sin embargo existe una gran cantidad de impactos ambientales y a la salud humana como consecuencia de las actividades de exploración, extracción y preparación de los de los recursos, durante la etapa de generación de electricidad y después de ésta, al liberar en el ambiente los desechos producidos.

Algunos impactos han tomado dimensiones globales en el planeta Tierra y hasta las comunidades de personas más alejadas se han visto afectadas por fuertes cambios climáticos. Es el caso de los impactos atmosféricos ocasionados por la emisión de gases de efecto invernadero producidos durante la quema de combustibles fósiles, de los cuales el bióxido de carbono (CO_2) va directamente a la atmósfera y, dado que los sumideros naturales de CO_2 han perdido la capacidad de poder absorber las cantidades adicionales, se ha incrementado la concentración de este gas de efecto invernadero. Publicaciones científicas señalan[2] que si no se reducen las emisiones de los gases de efecto invernadero a la atmósfera se acelerará el calentamiento global de la Tierra y ello favorecerá al derretimiento de los glaciares y al aumento de la altura del nivel del mar, provocando cambios climáticos y endureciendo la fuerza de los fenómenos naturales como son los tornados, huracanes, ciclones, sequías, etc.; todo esto con enormes impactos económicos sobre las poblaciones afectadas y sobre la biodiversidad[3]. **México se encuentra en el noveno lugar de los países con los mayores niveles de emisión de GEI's.**

Por otro lado, el fenómeno de la lluvia ácida se ha relacionado directamente con la emisión de óxidos de azufre y nitrógeno producidos también durante la quema de combustibles fósiles. Estas lluvias ácidas han afectado directamente la producción agrícola, han dañado construcciones (especialmente monumentos antiguos con alto valor cultural) y han enfermado o casi desaparecido algunos ecosistemas como son lagos, bosques y selvas. La lluvia ácida ha implicado enormes pérdidas económicas a las cuales habría que adicionar el grave peligro de afectar de manera irreversible los ecosistemas, provocando la pérdida de biodiversidad de especies animales y vegetales.

Es importante notar que otro tipo de impactos también están presentes en nuestro medio ambiente.

- ✓ La degradación de las aguas (la eutrofización). Consiste en un proceso de acumulación de nutrientes en las aguas con el consiguiente crecimiento masivo de organismos, fundamentalmente algas, y la disminución de la concentración de oxígeno.

- ✓ La emisión de metales pesados, los cuales tienen un peso atómico relativamente alto y una densidad aproximada de 5 g/cm3. Acostumbran ser muy tóxicos, persistentes y bioacumulativos, tanto en el agua como en el aire y el suelo, por lo que su peligrosidad es muy elevada. Los más nocivos para la salud humana son el plomo, el cadmio y el mercurio.

- ✓ Las sustancias carcinógenas, las cuales provocan o favorecen la aparición del cáncer.

- ✓ Niebla de invierno provocada por la elevada concentración en el aire de óxido de azufre y partículas en suspensión provenientes de la industria y el transporte. Estas sustancias actúan como núcleos de condensación del vapor de agua en condiciones de humedad elevada y bajas temperaturas que suelen producirse en invierno, de ahí su nombre.

- ✓ Niebla fotoquímica o de verano provocada por altas concentraciones de óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles (COV) acompañadas de una fuerte radiación solar. En estas circunstancias se generan altas concentraciones de ozono superficial, fenómeno ligado a las altas temperaturas estivales.

- ✓ La radiactividad (producida por el uranio). Emite espontáneamente partículas y/o rayos nocivos para los seres vivos. Por otro lado, en las centrales nucleares también se presentan trazas de radiactividad (residuos radiactivos) en concentraciones superiores a los valores límite.

---

[2] FUENTE: Climate Change Science: An Analysis of some key questions", Committee on the Science of Climate Change, Division on Earth and Science Life, National research Council, National Academy Press, Washington, D.C., 2001.

[3] FUENTE: "Informe de la Situación del Medio Ambiente en México", SEMARNAT, 2002. http://carpetas.semarnat.gob.mx/estadisticas 2000/informe_2000/index.shtml

4.4.1 NORMATIVIDAD ECOLOGICA

La energía es una variable clave para alcanzar el desarrollo, su suministro debe garantizarse a través de una política de desarrollo sustentable. La política energética ambiental debe considerar sustentabilidad social, económica y ambiental, respetando el entorno en el que opera. Actualmente en México se cuenta con 18 Normas Oficiales Ecológicas (NOM-ECOL), que sumadas a las correspondientes a contaminación atmosférica y ruido (antes NOM-AA; ahora NMX), totalizan 51 normas relacionadas con la contaminación atmosférica.

La norma oficial mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994, publicada en el Diario Oficial de la Federación del 2 de diciembre de 2004, regula las emisiones de los óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas totales por zonas y por capacidad del equipo de combustión.

4.4.2 IMPACTOS POR TIPO DE GENERACION ELÉCTRICA

Tomando en cuenta que el uso de cualquier tecnología tiene beneficios y ciertos perjuicios, una tarea fundamental es buscar opciones energéticas sustentables. Los objetivos son asegurar el suministro de energía, evitar el agotamiento de los recursos y detener el aumento de emisión de gases.

En la Tabla 4.17 se muestra un ejemplo de los indicadores más importantes. Los datos fueron calculados sobre análisis del ciclo de vida de las centrales eléctricas. Varios de los datos tienen un límite inferior y uno superior dependiendo de características específicas. Se observa que aunque el carbón es un combustible fósil con reservas abundantes, representa ambientalmente la peor opción de los combustibles fósiles.

Tabla 4.17 INDICADORES ESTANDAR PARA LA COMPARACIÓN DE OPCIÓNES ENERGETICAS

	Gases invernadero $CO_{2\text{-eq}}$	Bióxido de Azufre SO_2	Desechos Inorgánicos en repositorio	Desechos radiactivos de media y alta actividad
	T/GWh	Kg/GWh	Kg/GWh	M^3/GWh
Carbón	**950-1200**	**920-25000**	**5800-54000**	**0.13-0.2**
Gas natural	**530**	**260**	**1500**	**0.04**
Nuclear	**8-29**	**56-150**	**650-1200**	**9-11**
Hidroeléctrica	**4**	**8-10**	**30**	**0.006**
Fotovoltaica	**110-260**	**700-3600**	**4900-10000**	**0.6-1.2**

FUENTE: Prof. Wolfgang Kroger, “Measuring the sustainability of energy systems”, NEA News 2001 – No. 19.1.

Para evitar que el crecimiento de la demanda de energía provoque un daño irreparable en el medio ambiente, cada vez será más necesario tener en cuenta las externalidades de la producción de esa energía.

Hasta la fecha todas estas evaluaciones son teóricas y enunciativas y no tienen una consecuencia económica que incida en las decisiones.

4.4.2.1 IMPACTOS NEGATIVOS POTENCIALES DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La energía hidroeléctrica tiene la ventaja de no requerir etapas de procesamiento de su “combustible”. Eso reduce la cadena de impactos en comparación con las energías fósiles y la nuclear, sin embargo, los impactos ambientales serán de mayor o menor grado dependiendo específicamente de las características geográficas de las presas hidroeléctricas y de la tecnología empleada.

- Contaminación del aire y del agua como resultado de la construcción y en la eliminación de los desperdicios.
- Erosión del suelo.
- Destrucción de la vegetación.
- Aumento de las enfermedades relacionadas con el agua.
- Trastorno social y reducción del nivel de vida de la gente reasentada.
- Degradación ecológica debido al aumento de presión sobre la tierra.

- Aumento de humedad y neblina, localmente, creando un hábitat favorable para los vectores de insectos provocadores de enfermedades.
- Interrupción de la pesca en el río, debido a los cambios en el flujo, el bloqueo de la migración de los peces, y el cambio en la calidad y limología del agua.
- Se agarran las redes en la vegetación sumergida del reservorio.
- Dislocación de la gente que vive en la zona inundada.
- Pérdida de terreno (agrícola, bosques, pastos, humedades) a causa de su inundación para formar el reservorio.
- Pérdidas de propiedades históricas, culturales o ascéticas a raíz de la inundación.
- Pérdidas de tierras silvestres y habitats de la fauna.
- Proliferación de las hierbas acuáticas en los reservorios y aguas abajo, impidiendo la descarga de la represa, los sistemas de riego, la navegación y la pesca y mayores perdidas de agua por transpiración.
- Degradación de la calidad del agua del reservorio.
- Reducción de la agricultura en la planicie de inundación (recesión).
- Lavado del lecho del río, aguas abajo de la represa.
- Sedimentación del reservorio y pérdida de su capacidad de almacenamiento.
- Formación de depósitos de sedimentos en la entrada del reservorio, creando un efecto de contracorriente e inundando y saturando aguas arriba.
- Migración incontrolada de la gente hacia el área, gracias a los caminos de acceso y las líneas de transmisión.
- Problemas ambientales como resultados del desarrollo que posibilita la represa (agricultura con riego, industrias, crecimiento municipal).
- Mal uso de las tierras de las áreas de captación sobre el reservorio, produciendo mayor sedimentación y cambios en la calidad del agua.

4.4.2.2 IMPACTOS NEGATIVOS POTENCIALES DE ENERGIA PROVENIENTE DE COMBUSTIBLES FÓSILES (TERMICA, CARBOELECTRICA, ETC).

- Efectos de las emisiones atmosféricas sobre la salud humana, la agricultura y la fauna y flora nativa.
- Emisión de gases (dióxido de carbono (CO_2), dióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx), entre otros), y partículas contaminantes que tienen un efecto ambiental global (efecto invernadero) y efectos locales como lluvia ácida, reducción de visibilidad, corrosión de instalaciones y bienes, y efectos en la salud de seres humanos y animales.
- Eliminación de la vegetación y pérdida de hábitats.
- Dragado y relleno de los humedales.
- Exposición de los trabajadores al polvo, proveniente de la ceniza y el carbón.
- Exposición de los trabajadores a los gases tóxicos que escapan de las calderas.
- Exposición de los trabajadores al ruido excesivo.
- Peligro para las aves a causa de las chimeneas, torres y líneas de transmisión.
- Frecuentes accidentes en la etapa extractiva y el transporte de los combustibles con grandes derrames provocando contaminación de aguas costas y tierras.
- Cambios en el caudal y descarga del agua superficial.
- Cambios en la cantidad de aguas superficiales y freáticas.
- Arrastre y choque de los organismos acuáticos
- Degradación de suelos y aguas, debido a las perforaciones y a la extracción de aguas o vapores ricos en sales y algunos metales pesados.
- Choque térmico para los organismos acuáticos.
- Efectos tóxicos de las descargas y derrames químicos.
- Mayor ruido y vibración.

- La extracción del carbón posee una de las tasas de mortalidad más altas en la minería.
- Emisiones de gases de efecto invernadero.
- Alto contenido tóxico en humo y cenizas.
- Degradación de los suelos en las zonas de extracción del petróleo (piletas de petróleo, derrames de aguas contaminadas, contaminación de napas).
- Contaminación urbana
- Desarrollo secundario inducido, incluyendo la mayor demanda sobre la infraestructura.
- Cambios en los modelos demográficos y alteración de los valores y sistemas socioculturales.

4.4.2.3 IMPACTOS DE LA ENERGIA EOLICA

Si bien uno de los factores que siempre pareció jugar en contra de este sistema de generación de energía era lo ocupación territorial de las granjas eólicas, vale aclarar que la superficie es muy baja, cerca del 1%, y el uso del suelo restante es compatible con otras actividades.

La mortandad de aves asociada a molinos de viento es un hecho vinculado fundamentalmente en pasos montañosos o ubicados en terrenos de particular flujo de aves. Por tal no constituyen un problema en molinos ubicados en sitios abiertos. Los estudios previos a la instalación de los diversos parques incluyen este tipo de evaluación.

El ruido ha sido una de las variables que ha tenido un progresivo mejoramiento en los diseños de las modernas turbinas. Se ha logrado en muchos casos que el ruido de los molinos sea menor que el ruido del propio viento.

Desde el punto de vista estético, la energía eólica produce un impacto visual inevitable. En este sentido la implantación de la energía eólica a gran escala puede producir una alteración clara sobre el paisaje, que deberá ser evaluada en función de la situación previa existente en cada localización

4.4.2.4 IMPACTO DE LA ENERGIA SOLAR

El principal inconveniente que representa este tipo de energía es el calentamiento atmosférico que genera los rayos del sol sobre los paneles solares. Asimismo se genera un inconveniente a la hora de desechar los paneles inservibles.

Se requieren grandes áreas de fotoceldas para poder aprovecharla en cantidades importantes, es por ello que se requiere en la fabricación grandes cantidades de vidrio altamente demandante de energía en su fabricación.

A pesara de que la energía solar tiene considerables ventajas ambientales sobre los combustibles fósiles y sobre las presas hidroeléctricas, los procesos industriales para la fabricación de las celdas fotovoltaicas tienen emisiones de compuestos químicos altamente tóxicos.

4.4.2.5 IMPACTOS NEGATIVOS DE LA ENERGIA NUCLEAR

El tema ambiental más importante se relaciona con la pregunta si las plantas nucleares, incluyendo la producción del combustible, los sistemas de enfriamiento y de eliminación de los desechos, pueden ser operados dentro de las normas de seguridad aceptables expresadas principalmente en términos de las fugas de radioactividad. Hay grandes diferencias de opinión en cuanto a lo aceptable al respecto, tanto a los costos como a la probabilidad de sufrir accidentes, particularmente los que son catastróficos. A continuación se mencionan algunos de los impactos que se tienen de esta fuente de energía:

- Riesgo de accidentes.
- Emisión de radionucleidos al ambiente.
- Dosis radiactiva ocupacional.
- Impacto térmico en ríos y embalses.

4.4.3 MEDIDAS DE ATENUACIÓN EN LOS IMPACTOS AMBIENTALES

La única defensa razonable ante el cambio climático es la reducción drástica de emisiones de dióxido de carbono, lo que implica un cambiando en el sistema energético y por tanto en el económico, renunciando a la devoradora filosofía de desarrollo sin limites.

Por último, en las Tablas 4.18 y 4.19, se muestran las medidas de atenuación a los impactos causados por centrales térmicas e hidroeléctricas, las cuales tan solo aminoran los efectos.

Tabla 4.18 MEDIDAS DE ATENUACIÖN DE IMPACTOS AMBIENTALES PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
Ubicar la planta lejos de los receptores que sean sensibles con respecto a la calidad del aire.
Asegurar que los niveles de ruido sean menores de 90 decibeles, proporcionar protección para los oídos.
Implementar un plan de infraestructura y apoyo financiero para satisfacer la demanda adicional.
Construir las instalaciones necesarias para reducir la demanda.
Proveer máscaras contra el polvo si se exceden los niveles.
Proveer programas y servicios de reajuste psicológico y/o de comportamiento.
Desarrollar un plan para educar a los trabajadores acerca de los valores y modelos sensibles.
Controlar las concentraciones para que no superen a los siguientes niveles:SO_2 5ppm, CO 50ppm, NO_2 5ppm.
Realizar el mantenimiento de las calderas.
Ubicar las chimeneas y torres fuera de las rutas de migración.
Implementar un plan de tráfico que incluya la programación del uso de las carreteras de parte de los trabajadores.
Instalar deflectores, luces y otros objetos visibles.
Optar por un sitio o disposición diferente para evitar el desplazamiento.
Asegurar la participación de las partes afectadas en la planificación y programa de reasentamiento.
Construir asentamientos/infraestructura, que sean social y culturalmente aceptables, (ver la sección: "Desplazamiento Involuntario").
Diseñar chimeneas más altas para reducir las concentraciones a nivel de la tierra.
Utilizar combustibles más limpios (p.ej. carbón con bajo contenido de azufre).
Instalar equipos para controlar la contaminación.
Utilizar equipos menos potentes. Limitar el ruido y la vibración a los períodos cuando causarán menos alteración.
Tratar los efluentes, química o mecánicamente, en el sitio.
Instalar barreras contra el ruido.
Prevenir la contaminación de las aguas freáticas mediante el uso de revestidores.
Diluir el efluente en el punto de descarga.
Desarrollar planes para la prevención de derrames.
Implementar trampas y sistemas de contención y tratar, químicamente, los efluentes en el sitio.
Instalar difusores mecánicos.
Utilizar un diseño alternativo de disipación de calor (p.ej., enfriamiento de circuito cerrado).
Diluir el efecto término, descargando el agua en una extensión de agua más grande.
Enfriar el agua en el sitio, en una piscina de espera, antes de descargarla.
Explorar las posibilidades de utilizar el calor residual.
Ubicar la toma de agua en un área que evite los impactos importantes.
Instalar mallas para eliminar el arrastre y choque.
Desarrollar un plan de reciclaje del agua.
Optar por un sitio o disposición diferente para evitar la pérdida de los humedales.
Restaurar los humedales o crear otros similares.
Restaurar la vegetación o hábitats o crear otros similares.
Optar por un sitio o disposición diferente para evitar la pérdida de los recursos ecológicos.
Construir canales y piscinas de espera en el sitio.

Tabla 4.1 MEDIDAS DE ATENUACIÖN DE IMPACTOS AMBIENTALES PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
Control de la contaminación del aire y agua; ubicación cuidadosa de los campamentos, edificios, excavaciones, canteras, depósitos de basura y desechos; precauciones para reducir la erosión; reclamos de la tierra.
Emplear profilaxis y tratar la enfermedad. Planificar el manejo de la represa dentro el contexto de los planes regionales de desarrollo.
Distribuir el agua equitativamente entre los grandes y pequeños agricultores y entre las diferentes regiones geográficas del valle.
Mantener el nivel de vida, asegurando que el acceso a los recursos sea, por lo menos igual a lo que se perdió.
Proveer servicios sanitarios y sociales.
Seleccionar el sitio de reasentamiento para evitar que se supere la capacidad de carga de la tierra.
Aumentar la productividad o mejorar el manejo de la tierra (mejoramiento de la agricultura, el pastoreo y la selvicultura) para que pueda soportar una población más grande.
Evitar el desplazamiento de las personas no asimiladas, culturalmente; donde esto no sea posible, reubicarlas en un área que les permita mantener su estilo de vida y costumbres.
Controlar los vectores.
Limitar el acceso, implementar desarrollo rural y servicios de salud para tratar de reducir el impacto.
Implementar planificación integral en toda la cuenca para evitar el uso excesivo, abuso y uso incompatible de los recursos terrestres y acuáticos.
Reubicar a la gente en área adecuada.
Proveer compensación en especie por los recursos perdidos
Proporcionar los servicios adecuados de salud, infraestructura y oportunidades de empleo.
Ubicar la represa de tal modo que se reduzcan las perdidas.
Ubicar la represa de tal modo que se reduzcan las perdidas.
Reducir el tamaño de la represa y el reservorio.
Proteger áreas de igual tamaño en la región para compensar las perdidas.
Crear terrenos utilizables en las áreas que, previamente, no eran apropiadas, para compensar las perdidas.
Seleccionar el sitio de la represa, o reducir el tamaño del reservorio para evitar perdidas.
Recuperar o proteger el patrimonio cultural.
Ubicar la represa o disminuir la magnitud del reservorio para evitar o reducir las perdidas.
Diseñar y operar la represa para reducir el hábitat del vector.
Controlar el vector.
Regular la liberación de agua de la represa para duplicar, parcialmente, el sistema natural de inundación.
Regular el flujo para reducir el efecto.
Mantener un caudal mínimo, por lo menos, para impedir la intrusión.
Mantener un flujo mínimo, por lo menos, para la pesca.
Instalar gradas para los peces, y otros medios para que puedan pasar.
Proteger los sitios de desove.
Implementar acuicultura y desarrollar la pesca en el reservorio como compensación.
Establecer parques compensatorios o áreas reservadas.
Eliminar, hidráulicamente, los sedimentos (lavado, corrientes de agua, liberación de corrientes de alta densidad).
Operar el reservorio de tal manera que se reduzca la sedimentación (significa la perdida de ciertos beneficios energéticos).
Lavar el sedimento, corrientes de agua.
Diseñar una trampa eficiente, para eliminar el sedimento (p. ej., lavar el sedimento, corrientes de agua) para aumentar el contenido de sal del agua liberada.
Desbrozar, selectivamente, la vegetación antes de la inundación.
Recatar a los animales y reubicarlos.
Limpiar la vegetación lignosa de la zona del reservorio antes de inundarla (eliminar los nutrientes).
Disponer medidas para controlar la maleza.
Cosechar la vegetación para composta, forraje o biogás.
Regular la descarga del agua y manipular los niveles de la misma para desalentar el crecimiento de la maleza.
Limpiar la vegetación lignosa de la zona de reservorio antes de inundarla.
Controlar el uso de la tierra, las descargas de las aguas servidas y la aplicación de agroquímicos en la cuenca hidrográfica.
Limpiar el tiempo de retención del agua en el reservorio.
Instalar salidas a diferentes niveles para evitar la descarga de agua sin oxigeno.
Controlar el uso de la tierra en la cuenca hidrografía (prevenir, especialmente, la tala de los bosques para agricultura).
Implementar actividades de reforestación y/o conservación de suelos en las cuencas hidrográficas (efecto limitado).

4.5 ANÁLISIS DE COSTO POR TECNOLOGIA

Una central de generación de energía eléctrica inicia su vida con el estudio de factibilidad técnica y económica y termina cuando deja de ser conveniente su operación. Durante este período son generados gastos e ingresos asociados a las diferentes etapas.

Los procesos de estudio y construcción forman parte de la etapa conocida como período de construcción, mientras que a la duración de la etapa de operación se le conoce como vida útil o vida económica de la central.

El análisis de costo constituye la base de información necesaria para la evaluación económica de proyectos en el sector eléctrico. Es por esto que se creó el concepto de costo nivelado, con e cual se sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto y su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido. El costo nivelado es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto.

4.5.1 COSTO TOTAL DE GENERACIÓN

La decisión de construir una central generadora compromete recursos durante la vida útil de la instalación, es decir, para lograr una selección adecuada de proyectos es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología desde el inicio de su construcción hasta que es retirada de operación.

Por otra parte, el costo de los energéticos durante el período de operación es uno de los componentes más importantes en la operación de la central. Existen diversas causas por las cuales se modifica, entre las que destacan:

- ✓ Los recursos energéticos son finitos y en la medida en que son utilizados su precio aumenta, aún cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- ✓ Los energéticos se comercializan en mercados competitivos y son a menudo substituidos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
- ✓ Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del precio en el futuro.
- ✓ Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- ✓ Los efectos ambientales tienen cada vez mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles “sucios” por “limpios” y a la instalación de aditamentos para “purificar” las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos en costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- ✓ Existen circunstancias que alteran el comportamiento de los mercados energéticos, por ejemplo, el conflicto en el golfo Pérsico o un invierno riguroso en los países nórdicos puede, en forma temporal, alterar el precio del petróleo.

Con el propósito de realizar una comparación entre las diferentes tecnologías, se considera como referencia el costo total de generación de las centrales termoeléctricas convencionales a base de combustóleo con dos unidades de 350 MW, asociándole un índice igual a 100. A partir de este índice se reflejan las diferencias relativas entre los costos correspondientes a las diversas tecnologías

Por lo tanto, **se define como costo total de generación a la suma de los costos nivelados de inversión, combustible, operación y mantenimiento.**

4.5.2 COSTO DE INVERSIÓN

Se define como costo de inversión al gasto en el cual se incurre para la adquisición o instalación de un bien. La inversión que se lleva a cabo durante el proceso de construcción de una central eléctrica se dividen en:

- **Costo Directo**. Es obtenido de dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de la central. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la central y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

- **Costo Directo más Indirecto**. Es el resultado de añadir al costo directo los costos de estudios previos, administración del proyecto, ingeniería y control de la obra, incurridos en las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE.

  En la Tabla 4.20 mostramos el porcentaje del costo total de generación por tecnología que se estima para los costos indirectos de inversión.

Tabla 4.20 COSTOS INDIRECTOS PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS

TIPO DE CENTRAL	PORCENTAJE DE INDIRECTOS (%)
Termoeléctrica	9.9
Ciclo Combinado	5.3
Turbogás	2.5
Diesel	5.3
Nucleoeléctrica	5.3
Carboeléctrica	12.5
Geotermoeléctrica	25.5
Hidroeléctrica	12.4

FUENTE: COPAR DE GENERACIÓN 2004, CFE.
Estas estimaciones se calcularon con base en información de costos incurridos en la construcción de centrales ya terminadas.

- **Costo Actualizado al Inicio de Operación**. A partir del "Costo directo más el indirecto" y mediante el uso de una tasa de actualización del 12% anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central. Esta tasa de actualización incluye el costo de los intereses generados durante el proceso de construcción.

Es importante hacer hincapié que para cada tipo de central existen diferentes programas de inversión definidos por los tiempos y etapas de construcción, y que se emplean para obtener el "Costo Actualizado al Inicio de Operación".

Se define como factor de valor presente al cociente de las erogaciones mensuales entre la suma total de las erogaciones. Por otro lado, los programas de inversión son estimados a partir de cronogramas de construcción y de pago de cada tecnología.

Por lo tanto, el Costo Actualizado al Inicio de Operación se obtendrá como el producto del factor del valor presente por el "Costo Directo más el Indirecto".

El factor para obtener el "Costo Nivelado por Inversión" depende del factor del valor presente, de la vida económica de la central, del factor de planta, de la proporción de energía dedicada a usos propios y de la tasa de actualización.

Al multiplicar este factor de costo nivelado por el costo "Directo más Indirecto por KW", es obtenido el costo nivelado del MWh neto generado por concepto de inversión.

En la Tabla 4.21 se presentan las cifras asociadas a estos tres tipos de costos y el factor para obtener el costo nivelado. Los valores relacionados con centrales geotermoeléctricas corresponden exclusivamente a la central, esto es, el costo asociado al campo geotérmico forma parte del concepto de combustible.

Tabla 4.21 COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN. TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL 12% (PRECIOS MEDIOS DE 2005)

CENTRAL	POTENCIA BRUTA (MW)	DIRECTO ($/kW)	Índice	DIRECTO MÁS INDIRECTO [1] ($/kW)	Índice	ACTUALIZACIÓN AL INICIO DE OPERACIÓN [2] ($/kW)	Índice
Térmica Convencional	2 x 350	9,152.02	100	10,058.07	100	12,114.87	100
	2 x 160	11,043.44	121	12,136.74	121	14,446.96	119
	2 x 84	12,890.39	141	14,166.54	141	16,906.33	140
	2 x 37.5	15,643.20	171	17,191.88	171	19,868.80	164
Turbogás Aeroderivada gas	1 x 42.6	6,081.70	66	6,233.74	62	6,591.94	54
Turbogás Industrial gas	1 x 85	4,893.62	53	5,015.96	50	5,304.18	44
Turbogás Industrial gas "F"	1 x 185	3,924.26	43	4,022.37	40	4,290.97	35
"G"	1 x 253	3,571.08	39	3,660.35	36	3,904.78	32
Turbogás Aeroderivada Diesel	1 x 41.4	5,955.19	65	6,104.07	61	6,454.81	53
Ciclo Combinado gas							
1 x 1"F"	1 x 283	5,014.76	55	5,280.54	53	6,068.89	50
2 x 1"F"	1 x 568	4,638.67	51	4,884.52	49	5,576.51	46
1 x 1"G"	1 x 374	4,646.42	51	4,892.68	49	5,622.94	46
2 x 1"G"	1 x 750	4,238.63	46	4,463.28	44	5,095.59	42
Diesel	2 x 18.7	14,592.34	159	15,365.74	153	17,227.73	142
	3 x 13.5	15,204.70	166	16,010.54	159	17,672.38	146
	3 x 3.4	18,093.78	198	19,052.75	189	20,354.56	168
Carboeléctrica	2 x 350	14,263.16	156	16,046.05	160	19,888.40	164
C. Dual sin desulfurador	2 x 350	14,619.73	160	16,447.20	164	20,375.13	168
C. Dual con desulfurador	2 x 350	15,802.60	173	17,777.92	177	22,069.53	182
Núclear (ABWR)	1 x 1356	15,462.68	169	16,282.20	162	21,257.46	175
[3] Geotermoeléctrica							
Cerro Prieto	4 x 26.92	10,406.59	114	13,060.27	130	14,852.49	123
Los Azufres	4 x 26.60	10,723.79	117	13,458.36	134	15,305.21	126
Hidroeléctrica							
Aguamilpa	3 x 320	15,055.70	165	16,922.60	168	24,705.88	204
Agua Prieta	2 x 120	17,941.90	196	20,166.69	201	28,419.77	235
La Amistad	2 x 33	9,426.87	103	10,595.80	105	13,808.53	114
Bacurato	2 x 46	13,449.71	147	15,117.47	150	19,701.22	163
Caracol	3 x 200	15,603.10	170	17,537.89	174	25,783.32	213
Comedero	2 x 50	15,033.18	164	16,897.30	168	22,925.95	189
Chicoasén	5 x 300	15,765.09	172	17,719.97	176	25,201.49	208
Peñitas	4 x 105	19,920.20	218	22,390.30	223	32,729.04	270

1 Comprende Ingeniería y Administración.
2 Incluye intereses durante la construcción.
3 Incluye la inversión de la central más la carga inicial del combustible (1439.92 $/KW costo directo).
4 Se refiere a la inversión en la central.
FUENTE: COPAR de Generación 2005, CFE

Los resultados presentados, son los mejores estimadores disponibles de los costos de inversión por tipo de tecnología expresados en moneda del 2005. Estas estimaciones se realizaron con información disponible hasta junio de 2005 año. Los costos directos de inversión provienen de varias fuentes, de entre éstas las más relevantes son:

a) Presupuestos elaborados para proyectos específicos en proceso de construcción.

b) Información correspondiente a otros países con los ajustes pertinentes.

c) Cotizaciones de fabricantes de los equipos principales.

4.5.3 COMBUSTIBLE

El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, 1 MWh neto generado. En el cálculo de estos costos son utilizados precios externos de referencia corregidos con el escenario de evolución de los mismos.

El precio externo de referencia es una aproximación al precio de cuenta[4] de los combustibles. Su uso elimina posibles distorsiones de los precios internos de los energéticos en México y permite comparar los costos económicos de los distintos medios de generación.

El costo de generación por concepto de combustible es un costo nivelado que utiliza la misma técnica que para el costo nivelado por concepto de inversión. Depende del escenario medio de evolución de los precios de los combustibles y de la eficiencia de las centrales eléctricas.

La eficiencia de conversión "η"[5], es la relación entre la energía térmica consumida y la energía eléctrica producida.

$$\text{Energía eléctrica} = \eta \times \text{energía térmica}$$

Este concepto es de suma importancia debido a que es la base para calcular el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica y, como consecuencia, los costos por concepto de combustible. En estos cálculos se utilizan los poderes caloríficos superiores de los combustibles.

4.5.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO[6]

En los costos de operación y mantenimiento del MWh neto generado se considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no están directamente relacionados con la energía generada, en este renglón se incluyen los siguientes conceptos de costos:

- Salarios.
- Prestaciones.
- Seguro Social.
- Servicios Terceros.
- Gastos Generales.
- Materiales (excepto del área de operación).

Los costos variables se definen como aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En esté renglón sólo son considerados los costos de materiales del área de operación.

a) TERMOELÉCTRICAS

Los costos fijos están determinados con información de centrales similares operadas actualmente. Se parte de las plantillas de personal y de los niveles salariales para determinar de la mano de obra, un costo anual con todas sus prestaciones. Los costos fijos diferentes a la mano de obra y variables para este tipo de centrales son obtenidos de datos proporcionados por la Subdirección de Generación de CFE, adecuándolos a la capacidad de las centrales aquí manejadas. Para calcular con precisión los costos fijos de centrales térmicas convencionales cuya capacidad difiera a las utilizadas en COPAR de Generación, encontramos una función.

La función ajustada para el costo fijo en pesos por año por MW es:

$$Cf = 3{,}987{,}155 * K^{-0.4812}$$

Donde: Cf = Costo fijo anual en pesos por MW.

K = Capacidad de la unidad en MW.

---

[4] Precio de Cuenta.- Es el valor de consumo de un bien o servicio, una vez eliminados las distorsiones de la economía (subsidios, aranceles, etc).

[5] Anteriormente se nombraron las eficiencias de los distintos medios de generación.

[6] V. Campos, I. Villalvazo, J.R. Téllez, "Calculo de costos de operación y mantenimiento de las centrales de COPAR 2004, a precios de 2004", Reporte G3210/2004/10. CFE, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones, México 2004.

Mientras tanto, la función para costos variables en pesos por MWh neto generado para cualquier capacidad de central es:

$$CV = 11.33*K - 0.27$$

Donde: CV = Costo variable en pesos por MWh neto generado.

K = Capacidad de la unidad en MW.

El costo variable estimado mediante esta expresión es válido para factores de planta arriba de 0.65.

b) TURBOGAS Y CICLO COMBINADO

En el análisis de este tipo de unidades generadoras, están incluidas tecnologías de nueva generación como son las turbinas de gas aeroderivada e industrial a base de gas y diesel. La CFE no cuenta con mucha experiencia en este tipo de tecnologías, por lo cual es necesario suponer que la plantilla del personal para este tipo de tecnologías es la misma que las centrales de ciclo combinado y turbogás existentes.

c) DIESEL

Se utilizaron datos de la Central Agustín Olachea A. (antes San Carlos), proporcionados por la Subdirección de Generación.

d) CARBOELÉCTRICAS

Para este tipo de planta fueron tomados como referencia los costos de la Central "Carbón II, unidades 1, 2, 3 y 4".

e) NUCLEOELÉCTRICAS

En México, la experiencia adquirida en operación de centrales nucleares,p corresponde al manejo de la central Laguna Verde, cuya capacidad es de 682.4 MW por unidad.

f) GEOTERMOELÉCTRICAS

Las cifras consignadas para este tipo de planta están referidas exclusivamente a la central y parten de la experiencia adquirida en la unidad 7 de Los Azufres. Los costos asociados al campo geotérmico están incorporados al costo del combustible.

g) HIDROELÉCTRICAS

La estimación del costo de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas esta basado en datos seleccionados de diferentes centrales de CFE. Los resultados obtenidos muestran que el costo fijo del área de operación es independiente de la capacidad de la unidad, su monto es estimado en 3,352,626 pesos/unidad por año. Con respecto a los costos fijos de mantenimiento, éstos fueron determinados usando técnicas de análisis de regresión a partir de una muestra de datos proporcionados por la Gerencia de Contabilidad.

La función definida para el costo fijo de mantenimiento en pesos por unidad por año, es:

$$Cfm = 578{,}145*K\ 0.5877$$ donde:

Donde: Cfm = Costo fijo de mantenimiento en pesos por unidad por año.

K = Capacidad de la unidad en MW.

Por otra parte, el costo variable, en pesos por MWh neto generado, está dado por:

$$CV = 0.4214*K - 0.1271$$ donde:

Donde: CV = Costo variable en pesos por MWh neto generado.

K = Capacidad de la unidad en MW.

Por ultimo, en la Tabla 4.22 se muestran los costos nivelados por MWh neto generado por concepto de inversión, combustible, operación y mantenimiento por tipo de tecnología.

Tabla 4.22 COSTO UNITARIO DE GENERACIÓN. TASA DE ACTUALIZACIÒN DEL 12%
(Precios Medios de 2005)

CENTRAL	POTENCIA BRUTA (MW)	INVERSIÓN ($/MWh)	Índice	COMBUSTIBLE [1] ($/MWh)	Índice	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [2] ($/MWh)	Índice	TOTAL ($/MWh)	Índice
Térmica Convencional	2 x 350	216.95	100	450.52	100	62.45	100	729.92	100
	2 x 160	299.94	138	468.39	104	94.62	152	862.95	118
	2 x 84	351.79	162	525.68	117	124.23	199	1,001.70	137
	2 x 37.5	421.68	194	567.40	126	169.88	272	1,158.96	159
Turbogás Aeroderivada gas	1 x 42.6	674.65	311	609.84	135	238.41	382	1,522.90	209
Turbogás Industrial gas	1 x 85	542.47	250	771.29	171	123.53	198	1,437.29	197
Turbogás Industrial gas "F"	1 x 185	437.84	202	684.79	152	53.79	86	1,176.42	161
"G"	1 x 253	400.11	184	650.92	144	40.34	65	1,091.37	150
Turbogás Aeroderivada Diesel	1 x 41.4	658.62	304	633.63	141	261.00	418	1,553.25	213
[3] Ciclo Combinado gas									
1 x 1"F"	1 x 283	98.86	46	454.81	101	58.58	94	612.25	84
2 x 1"F"	1 x 568	90.74	42	453.37	101	47.16	76	591.27	81
1 x 1"G"	1 x 374	91.48	42	451.85	100	51.53	83	594.86	81
2 x 1"G"	1 x 750	82.81	38	449.72	100	42.47	68	575.00	79
[4] Diesel	2 x 18.7	362.82	167	353.16	78	183.73	294	899.71	123
	3 x 13.5	374.70	173	357.51	79	196.90	315	929.11	127
	3 x 3.4	437.86	202	394.94	88	244.62	392	1,077.42	148
[5] Carboeléctrica	2 x 350	361.82	167	182.22	40	88.13	141	632.17	87
[5] C. Dual sin desulfurador	2 x 350	370.68	171	160.09	36	89.74	144	620.51	85
[5] C. Dual con desulfurador	2 x 350	420.42	194	147.01	33	104.74	168	672.17	92
[6,7] Núclear (ABWR)	1 x 1356	323.36	149	76.07	17	101.22	162	500.65	69
[8] Geotermoeléctrica									
Cerro Prieto	4 x 26.92	238.61	110	235.01	52	81.94	131	555.56	76
Los Azufres	4 x 26.60	242.62	112	203.65	45	77.43	124	523.70	72
Hidroeléctrica									
Aguamilpa	3 x 320	1,204.54	555	9.07	2	31.78	51	1,245.39	171
Agua Prieta	2 x 120	1,677.32	773	2.44	1	64.78	104	1,744.54	239
La Amistad	2 x 33	595.56	275	20.81	5	104.13	167	720.50	99
Bacurato	2 x 46	734.19	338	11.32	3	72.60	116	818.11	112
Caracol	3 x 200	1,104.30	509	12.92	3	35.64	57	1,152.86	158
Comedero	2 x 50	906.39	418	14.71	3	73.07	117	994.17	136
Chicoasén	5 x 300	731.44	337	6.69	1	19.63	31	757.76	104
Peñitas	4 x 105	776.37	358	35.83	8	28.24	45	840.44	115
Zimapán	2 x 146	1,530.88	706	2.07	0	23.19	37	1,556.14	203

1 El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios (28 de febrero de 2005).
2 El costo de operación y mantenimiento incluye lo correspondiente al agua, excepto para las hidroeléctricas que se considera como combustible.
3 Número de turbinas de gas por cada turbina de vapor (1x1 ó 2x1) y modelo de turbina de gas (F ó G)
4 Los motores de combustión interna son de dos tiempos.
5 La central “Carboeléctrica” opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.
6 El costo unitario de inversión incluye un cargo por desmantelamiento de 0.90 pesos/MWh.
7 El costo de combustible incluye un cargo de manejo de combustible irradiado de 10.75 pesos/MWh.
8 El costo de combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.
FUENTE: COPAR de Generación, CFE 2005

Como se observa en la Tabla 4.22 Costo Unitario de Generación, la central de ciclo combinado a gas 2x1”G” con una potencia bruta de 1x 750 MW es la segunda mejor opción para la generación de electricidad.

CAPÍTULO 5

CICLO COMBINADO, ALTERNATIVA DE GENERACIÓN PARA LOS PRÓXIMOS 10 AÑOS

En el incremento de consumo de electricidad y en la planificación de proveerla participan tres factores primordiales, el abastecimiento de energía eléctrica, el cuidado ambiental y un precio final de la energía admisible para los consumidores. Alrededor del mundo la generación de energía eléctrica depende de combustibles fósiles, pero uno de los inconvenientes al utilizarlos son las emisiones contaminantes locales y de gases de efecto invernadero.

Uno de estos combustibles fósiles es el gas natural. Este combustible, empleado principalmente en las centrales Ciclo Combinado, genera emisiones menos dañinas, sin embargo su precio ha ido en aumento en los últimos años principalmente por la sobreexplotación hacia este combustible. En México las reservas de gas natural, como ya se ha mencionado anteriormente, no son tan abundantes como se habían supuesto. Esto ha hecho necesario buscar nuevas alternativas de generación que diversifiquen el uso de combustibles.

Es así como el carbón, del cual su abundancia y sobre todo su estabilidad de precios lo hacen atractivo económicamente, comienza a considerarse como una opción viable. Sin embargo, desde el punto de vista ambiental tiene el inconveniente de liberar gran cantidad de contaminantes en el proceso de combustión, además de que en centrales clásicas de carbón el rendimiento térmico es relativamente bajo.

Recientemente se usan distintas tecnologías con el fin de emplear al carbón en procesos “limpios”, en los cuales a un bajo costo y operaciones continuas se generen menos emisiones contaminantes y se maximice los rendimientos y eficiencia de los ciclos. Una de estas formas de utilizar el carbón es mediante la gasificación.

La gasificación del carbón es un proceso viejo y fue en el año 1972 cuando entro en operación el primer prototipo de una central eléctrica con gasificación de carbón. Hoy en día se hacen grandes esfuerzos por desarrollar otras plantas donde la gasificación del carbón se integre a centrales Ciclo Combinado.

Actualmente se pueden construir centrales de Ciclo Combinado bajo el concepto "construcción en fases"; esto es, mientras haya gas natural y sea competitivo, se utilizará como combustible, y si el gas escasea o aumenta su precio, se conserva la opción de agregar gasificadores de carbón. Además este tipo de tecnología presenta la posibilidad de acoplarse a sistemas de cogeneración y coproducción

Los casos demostrados de GICC han alcanzado eficiencia del 43% pero se cree esta puede ser de niveles entre 51 y 53%. En Europa, en algunos países como Bélgica, Alemania y en Puertollano, España, hay ejemplos de estas centrales operando a escala industrial. También en Estados Unidos plantas como Polo Power Station, Pinon Pine y Washbad están operando satisfactoriamente.

En este tema expondremos los distintos procesos de gasificación que existen y se darán los valores técnicos de algunos ejemplos de centrales donde se ha integrado la gasificación a centrales Ciclo Combinado. Además se expone el caso de México como una opción potencial debido a las prospectivas de producción de residuos de vació y de otras fuentes alternas al carbón que pueden incorporarse a los procesos de gasificación.

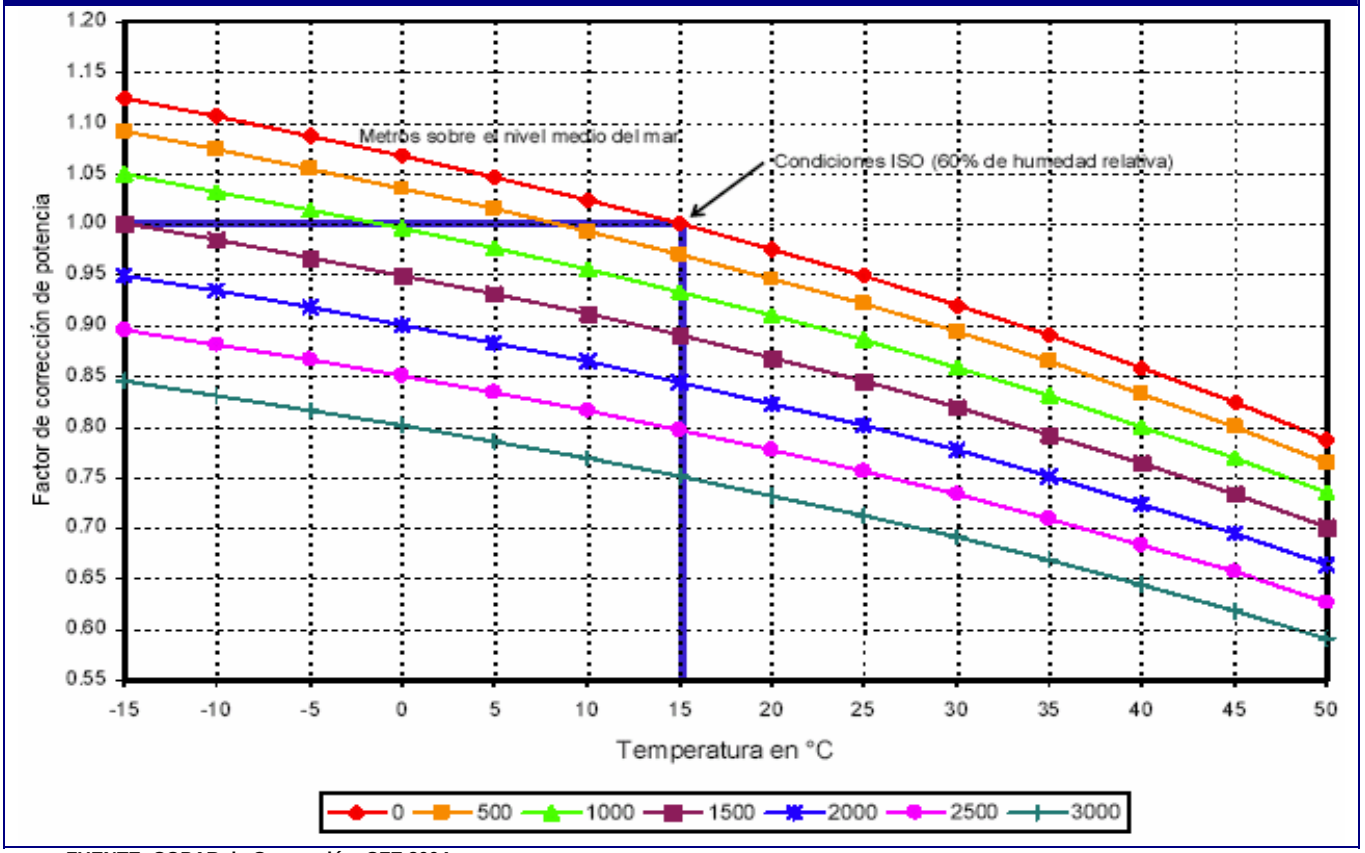
5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CENTRALES CICLO COMBINADO ACTUALES

Las características a favor que posee esta tecnología han hecho que gran parte de la capacidad de generación requerida para los próximos años se planee por medio de este tipo de central, tal es así que 11,683 MW de los proyectos de expansión se obtendrá por centrales Ciclo Combinado (52% del total). Los Productores Externo de Energía participan con gran importancia en la construcción de estas obras al tener a cargo el 96.5% de la capacidad total de las centrales en construcción, lo que suman una capacidad de 4,555 MW, además, para los restantes 7,128 MW que aun no poseen un esquema financiero definido, es seguro que un gran porcentaje de su construcción corra por parte de los PEE´s.

El arreglo de una central Ciclo Combinado es definido en gran medida por los PEE´s en base a los requerimientos de la Comisión Federal de Electricidad. Los Productores Externos de Energía tienen que ofrecer propuestas que garanticen la capacidad de generación bajo las condiciones del sitio donde se construirá la central, ya que la disponibilidad de combustible, altura sobre el nivel del mar, temperatura ambiente y costos derivados por la adquisición de áreas y capacidad de la central, son entre otros factores los aspectos que influyen en la construcción y desempeño de los proyectos. En la elección del número de unidades de gas y de vapor, es determinante el hecho de que solo un 66% de la capacidad de una central Ciclo Combinado se obtiene por el Ciclo Brayton y el restante por la unidad de vapor.

La capacidad de las turbinas de gas de la tecnología Heavy-Duty a nivel del mar y a 15°C de temperatura ambiente van desde los 85 hasta los 253 MW. La serie “F” y la serie “G”, esta última desarrollada solo por SIEMENS y MITSUBISHI, logran 160 y 180 MW respectivamente y son las que actualmente se emplean en la industria eléctrica nacional. Por otro lado, las turbinas de vapor tienen capacidades de 350 MW, 160 MW, 84 MW y 37.5 MW, siendo la de 84 MW la que se emplea en una central Ciclo Combinado. Pero al ser afectad la potencia de una turbina de gas por las condiciones sitio donde se instale, la potencia de salida de un arreglo Ciclo Combinado también cambiará, esto es, la potencia será mayor o menor según la requerida dependiendo de las condiciones de presión y altitud sobre el nivel del mar. (Gráfica 5.1)

Gráfica 5.1 EFECTOS DE LA TEMPERATURA Y LA ALTITUD EN LA POTENCIA DE CICLOS COMBINADOS



FUENTE: COPAR de Generación, CFE 2004

Los arreglos principales de una central Ciclo Combinado se presentan en la Tabla 5.1

Tabla 5.1 ARREGLOS BASE DE CENTRALES CICLO COMBINADO

Configuración *	Descripción	Figura
1 x 1 x 1 “F”	1 unidad de Gas x 1 intercambiador de calor x 1 unidad de vapor	5.1
2 x 2 x 1 “F”	2 unidadades de Gas x 2 intercambiadores de calor x 1 unidad de vapor	5.2
3 x 3 x 1 “G”	3 unidadades de Gas x 3 intercambiadores de calor x 1 unidad de vapor	5.3

Los esquemas de los arreglos descritos en la Tabla 5.1 se muestran en seguida. En ellos se ilustran unidades de gas de 160 MW y 85 MW y unidades de vapor de 90 MW que como ya mencionamos, son las que más se emplean en los Ciclos Combinados actuales.

Figura 5.1 ARREGLO 1X1X1

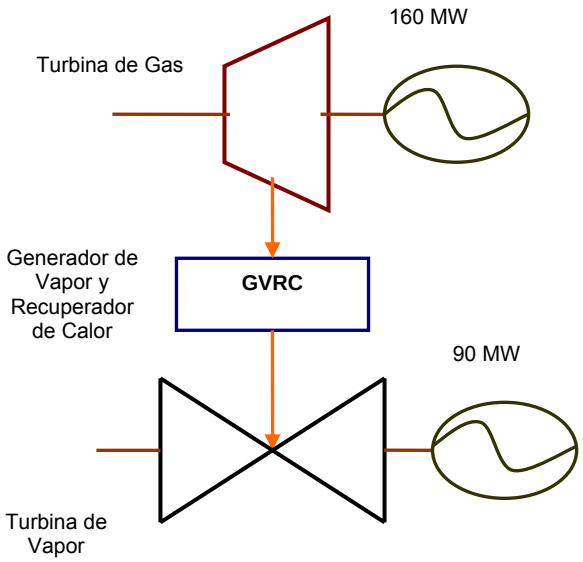


Figura 5.2 ARREGLO 2X2X1

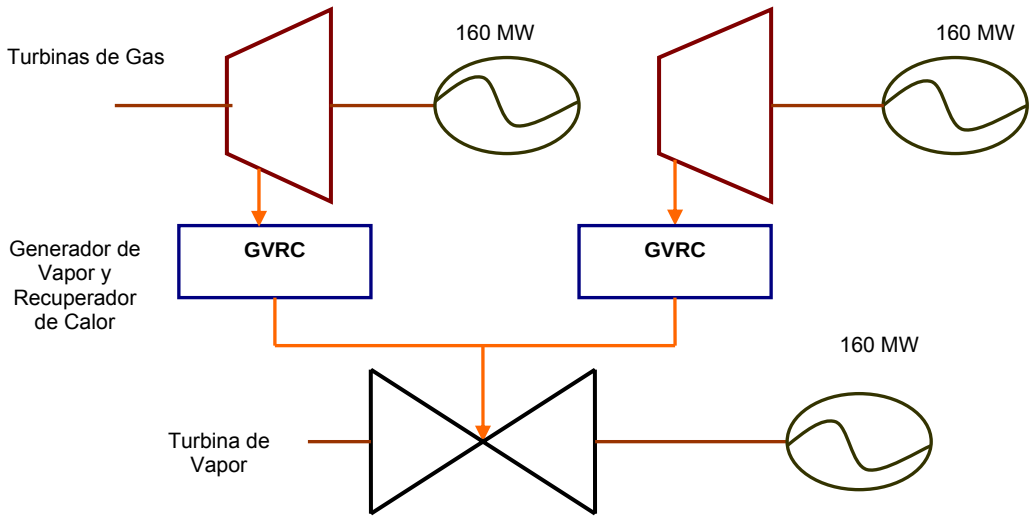
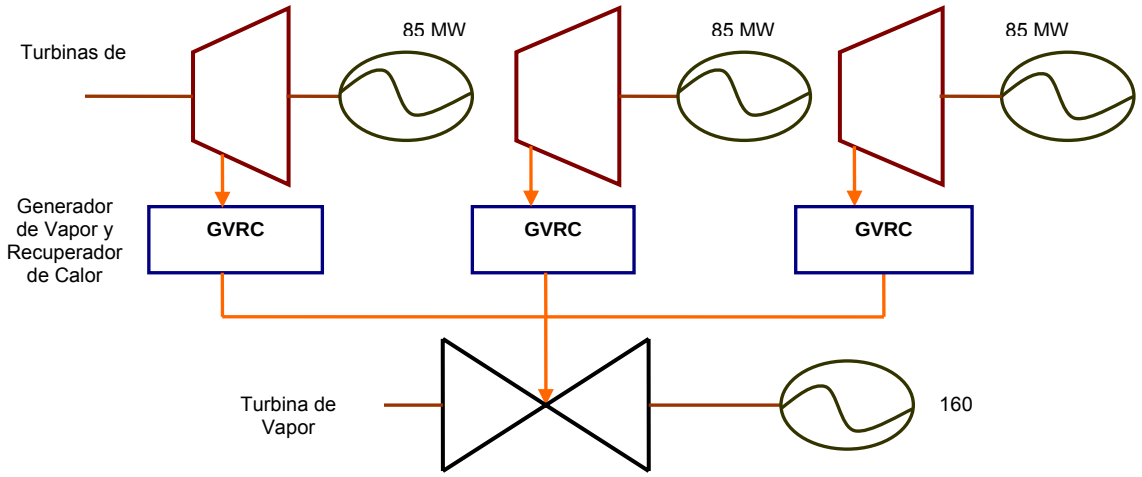


Figura 5.3 ARREGLO 3X3X1



La mayor parte de las centrales Ciclo Combinado que posee actualmente La Comisión Federal de Electricidad se han construido por medio de flechas independientes, solo la central Monterrey III y Chihuahua III tienen sobre un mismo eje las turbinas de vapor y de gas. En el primer caso consta de 3 arreglos 1x1x1 con una capacidad total de 449 MW, el segundo caso emplea un solo arreglo 2x2x1 para una capacidad total de 259 MW. Por lo complicado que resulta la operación de este tipo de centrales, la CFE no acepta más propuestas que involucre a las unidades de vapor y de gas en un mismo eje.

En la Tabla 5.2 se enuncian algunas centrales Ciclo Combinado construidas por Productores Externos de Energía.

Tabla 5.2 CENTRALES CICLO COMBINADO CONSTRUIDAS POR PEE´S

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Central	Mérida III	Hermosillo	Río Bravo III	Saltillo	Bajío	Tuxpan II	Monterrey II	Altamira II	Campeche	Naco Nogales	Rosarito
Capacidad [MW]	484	250	495	248	560	495	449	495	252	258	496
Arreglo #(tipo)	1 (1x1x1)	1 (1x1x1)	1(2x2x1)	1(1x1x1)	1(3x3x1)	1(2x2x1)	3(1x1x1)	1(2x2x1)	1(1x1x1)	1(1x1x1)	1(3x3x1)
Turbina de Gas	SIEMENS 501F	ABB GT24	SIEMENS 501F	SIEMENS 501F	G.E. 7FA	MITSUBISHI 501F	ABB GT24	MITSUBISHI 501F	MITSUBISHI 501F	SIEMENS 501F	ABB GTN2

Fuente. CFE

Típicamente las condiciones de presión y temperatura en el Ciclo Brayton de una central Ciclo Combinado oscilan entre las presiones de 20 a 1 [BAR], la temperatura límite en los gases al entrar a la turbina es de 600°C. Por parte del ciclo Rankine, la presión de condensado varia entre los 0.5 o 1 [BAR] y la presión de saturación es aproximadamente 160 [BAR], la temperatura del vapor sobrecalentado es de 560°C mientras que el agua saturada tiene aproximadamente 250°C. Aunque existen aleaciones de metales que soportan temperaturas aún mas elevadas, el utilizar turbinas fabricadas a base de estos encarecería considerablemente las obras. La eficiencia que se ha logrado obtener en centrales de tipo ciclo combinado es alrededor de 58%.

Otro aspecto fundamental y que condiciona el arreglo de una central Ciclo Combinado es el espacio disponible. Un ejemplo de esto es la central Valle de México. Esta central en etapa de repotenciación ha utilizado turbinas de gas de la serie “G” de SIEMENS por que es la que ofrece una mayor capacidad.

Es importante considerar un área lo suficiente grande para futuras ampliaciones. Debido a esto, de entre las propuestas que se generan se opta por el peor caso con el fin de adquirir desde el inicio de la obra terrenos de la mayor dimensión posible. Cabe señalar que una central Ciclo Combinado de 600MW requiere aproximadamente de 3 hectáreas de terreno.

5.2 FUENTES ALTERNAS DEL GAS Y PETRÓLEO

5.2.1 RESIDUOS DE VACÍO COMO FUENTES ALTERNAS AL GAS.

Países como España, Estados Unidos de América, Holanda, Italia y Japón, han reinaugurado centrales eléctricas basadas la gasificación de residuos fósiles sólidos. Conviene señalar que en sus inicios estas centrales se orientaron principalmente a la utilización de carbón y posteriormente incorporaron los diversos residuales del petróleo (coque, combustóleo pesado, asfalto y residuos de vacío).

Dentro de las políticas de mejora, Petróleos Mexicanos está realizando conversiones en sus refinerías a fin de mejorar la obtención de productos refinados. Con esto se crean más productos residuales como el coque y residuos de vacío en lugar de combustóleo.

Lejos de que la disminución en la oferta de combustóleo sea una desventaja, se posibilita una alternativa para su sustitución como combustible en las centrales termoeléctricas. Es así como se analiza la utilización de emulsiones que permita emplear los residuos de vacío como combustible más barato para la producción de electricidad.

También dentro de los planes de PEMEX se prevé la construcción de tres **centrales eléctricas de cogeneración con tecnología de GICC** (Ciclo Combinado con Gasificación Integrada) que utilizarán residuos de vacío, estas habrán de iniciar operaciones en el año 2009 y se localizarán en los estados de Guanajuato, Hidalgo y Veracruz. La capacidad instalada conjunta será de 1050 MW y la generación de electricidad integral de 7818.3 GWh. Además en el 2010 se incorporará otra central de cogeneración en Tamaulipas con una capacidad de 350 MW y una generación de 2606.1 GWh.

5.2.1.1 BALANCE NACIONAL DE RESIDUOS DE VACÍO

a) DEMANDA NACIONAL DE RESIDUOS DE VACÍO

La demanda nacional de los residuos de correrá a cargo del sector eléctrico y autoconsumo de la industria petrolera.

El autoconsumo por parte del sector petrolero derivado por la producción de energía térmica necesaria para los procesos productivos tendrá un volumen promedio de 23.8 mbd en el periodo comprendido entre el año 2009 al 2013. Este volumen representará el 54.3% del total nacional. (Ver Tabla 5.3)

La demanda media de los residuos de vacío respecto al sector eléctrico será alrededor de 20mbd, la cual representará el 45.7% del consumo nacional. De este volumen un total de 13.8 mbd (69.5%) será destinado para generar energía eléctrica requerida por PEMEX (autogeneración), mientras que lo considerado para los excedentes de electricidad será de 6.2 mbd (30.5%). (Tabla 5.4)

La demanda por parte del sector eléctrico se distribuirá entre las cuatro demarcaciones donde están instaladas las refinerías de Minatitlán (Sur-Sureste), Salamanca (Centro-Occidente), Tula (Centro) y Madero (Noreste), lugar donde se planea construir las centrales de cogeneración antes mencionadas. Al final del periodo cada región participará con un 25% de la demanda nacional.

b) PRODUCCION NACIONAL DE RESIDUOS DE VACÍO 2003-2013

La producción de residuos de vacío estará a cargo de cuatro refinerías. Cada una tendrán una oferta media de 11.5 mbd y un crecimiento promedio anual de 7.5% durante el lapso mencionado. (Tabla 5.5)

c) BALANCE NACIONAL DE RESIDUOS DE VACÍO 2003-2013.

La demanda total será igual a la oferta interna, misma que al año 2013 estará distribuida en 54.3% al sector petrolero, 30.9% a la autogeneración de electricidad y 14.7% al sector eléctrico público. (Tabla 5.6)

Tabla 5.3 AUTOCONSUMO DE RESIDUOS DE VACÍO DEL SECTOR PETROLERO 2009-2013 (miles de barriles diarios)

Región	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Noroeste	-	-	-	-	-	-
Noreste	-	6.3	6.3	6.3	6.3	-
Centro-Occidente	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	-
Centro	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	-
Sur-Sureste	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	-
Total	**18.8**	**25.1**	**25.1**	**25.1**	**25.1**	**7.5**

Fuente: IMP, con base en información de PEMEX y SENER.
tmca: tasa media de crecimiento.

Tabla 5.4 DEMANDA DE RESIDUOS DE VACÍO DEL SECTOR ELÉCTRICO POR REGIÓN 2009-2013 (miles de barriles diarios)

	2009	2010	2011	2012	2013	tmca
Noroeste	-	-	-	-	-	-
Noreste	-	5.3	5.3	5.3	5.3	-
Centro-Occidente	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	-
Centro	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	-
Sur-Sureste	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	-
Total	**15.8**	**21.1**	**21.1**	**21.1**	**21.1**	**7.5**

Fuente: IMP, con base en información de PEMEX y SENER.
tmca: tasa media de crecimiento.
Incluye el siguiente consumo: a) el proveniente de la electricidad destinada a las instalaciones de Pemex y, b) asignado a los excedentes de energía eléctrica de los proyectos de cogeneración, y que se canalizarán vía ventas a CFE.

Tabla 5.5 PRODUCCIÓN NACIONAL DE RESIDUOS DE VACÍO 2009-1013 (miles de barriles diarios)

Refinería	Región	2009	2010	2011	2012	2013
Madero	**Noreste**	-	11.5	11.5	11.5	11.5
Salamanca	**Centro- Occidente**	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
Tula	**Centro**	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
Minatitlán	**Sur-Sureste**	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
Total		**34.6**	**46.2**	**46.2**	**46.2**	**46.2**

Fuente: IMP, con base en información de PEMEX y SENER

Tabla 5.6 BALANCE NACIONAL DE RESIDUOS DE VACÍO,2009-2013 (MILES DE BARRILES DIARIOS)

	2009	2010	2011	20132	2013	tmca
Total	**34.6**	**46.2**	**46.2**	**46.2**	**46.2**	**7.5**
Producción nacional	34.6	46.2	46.2	46.2	46.2	7.5
Importación	-	-	-	-	-	-
Demanda interna	34.6	46.2	46.2	46.2	46.2	7.5
Sector petrolero	18.8	25.1	25.1	25.1	25.1	7.5
Sector eléctrico	15.8	21.1	21.1	21.1	21.1	7.5
Generación pública de electricidad *	3.7	6.8	6.87	6.8	6.8	16.2
Autogeneración de energía eléctrica **	12.1	14.3	14.3	14.3	14.3	4.3
Exportación	-	-	-	-	-	-
Variación de inventarios	-	-	-	-	-	-

Fuente: IMP, con base en información de PEMEX y SENERR.
* Corresponde a los excedentes de electricidad
** Proyectos asociados a instalaciones de PEMEX
n.a=no aplica
tmca=tasa media de crecimiento anual

5.2.2 FUENTES ALTERNAS DEL PETRÓLEO (SUSTITUTOS)

Nadie sabe cuanto petróleo hay en el mundo. Todos los años se descubren nuevos pozos pero también todos los años consumimos enormes cantidades en distintas aplicaciones, aún así no hay que olvidar que existen inmensas zonas sedimentarias en el Ártico, Alaska, Canadá, Groenlandia, Siberia y sus archipiélagos, que han sido poco explotadas.

Aunque el petróleo es la fuente de energía más importante en la actualidad, el agotamiento progresivo de campos de petróleo tendrá por contrapartida la rentabilización de la explotación de otras fuentes naturales:

1. Las arenas bituminosas, cuyos yacimientos canadienses representan por sí solos 100 GTm de aceite recuperable.

2. Los esquistos bituminosos, de los que se podrían sacar 1000 GTm de productos petrolíferos.

3. Las reservas de carbón y de lignito, que representan al menos 5000 GTm de petróleo sintetizable por hidrogenación.

a) Carbón

El carbón que hay en el mundo es mucho más abundante que el petróleo, por tanto, allí tenemos una esperanza para cuando ya se hayan agotado las reservas de petróleo y probablemente se incremente el uso del "petróleo sintético" que es extraído del carbón. Esta transformación se logra mediante el proceso conocido como hidrogenación catalítica y se realiza haciendo pasar hidrógeno gaseoso, a presión y temperatura determinada, por carbón en presencia de un catalizador. Durante la Segunda Guerra Mundial, Alemania se vio obligada a recurrir a este procedimiento por carecer de petróleo natural.

b) Esquisto de petróleo

El esquisto es una roca de granulado fino, formado por arcilla endurecida que se divide en capas finas cuando se rompe. El esquisto petrolero no es esquisto impregnado por aceite, mejor dicho, es una roca shalelike impregnada con un material de tela orgánica cerosa llamada queroseno, sustancia que se origino de la degradación vegetal durante millones de años a aceite que fue absorbido en materia inorgánica. La estratificación bajo presión produjo el esquisto petrolero.

El queroseno puede ser descompuesto por recalentamiento o por combustión subterránea para producir petróleo crudo sintético, llamado syncrudo o petróleo de esquisto. Una tonelada de esquisto petrolero puede producir de 25 a 35 galones (95 a 130 lt) de petróleo bajo en sulfuro. Este aceite es una buena materia prima de refinería que puede ser procesada en diversos combustibles líquidos y gaseosos útiles, aunque bajo en aceite.

Existen cantidades inmensas de depósitos de esquisto petrolero en todo el mundo, el más grande se encuentra en Estados Unidos en Colorado, Wyoming y Utah.

La primera producción de syncrudo fue hecha en Francia alrededor de 1840. Las únicas instalaciones que existen en la actualidad se ubican en la Confederación Rusa y China.

Aunque varias plantas piloto han sido exitosamente operadas en los Estados Unidos, las empresas comerciales han tropezado con problemas económicos y dificultades prácticas resultando en la cancelación en 1982. Algunos de los problemas más comunes son:

1) La gran demanda de agua (tres veces más que para producir petróleo). El esquisto de petróleo es encontrado en gran parte de las zonas desérticas de los Estados Unidos.

2) Ambientalmente se relaciona con la minería superficial.

3) El desecho de la roca irradiada (10 veces la masa de syncrudo producido) ha aumentado en un volumen suficiente para “enfriar” el calentamiento.

4) Las grandes cantidades de energía requeridas para la minería, transportación, procesamiento y eliminación.

Indudablemente se dice que tales problemas serán menos restrictivos en las décadas futuras, cuando los problemas de costo y disponibilidad del crudo natural hagan a las plantas de esquisto petrolero más competitivas.

c) Energía atómica

La reserva de energía más abundante que tiene hoy el hombre y que puede considerarse inagotable, es la de origen atómico. De forma que aunque el petróleo se agote, siempre será posible adaptar al consumo de la energía atómica todos los mecanismos que hoy requieren petróleo y sus derivados como fuente energética.

d) Energías alternas

La contribución de las energías alternas dentro del panorama energético mundial representará, según nuestras estimaciones, aproximadamente el 15% del uso de la energía primaria mundial. Por lo tanto, su impacto sobre el mercado energético para sustituir al petróleo será bajo y sin efecto apreciable esto debido a un factor muy importante que es el costo de generación. Los esfuerzos mundiales que se realizan para reducir el costo y aumentar la eficiencia en estas tecnologías, permitirán aumentar su competitividad con el petróleo más allá del año 2030.

e) Orimulsión

Combustible fósil elaborado a partir de un bitumen natural. Ha sido ampliamente probado a escala comercial y representa una nueva alternativa para las plantas de energía eléctricas y otros usos industriales.

Este combustible es una mezcla de 70% de bitumen natural suspendida en 30% de agua.

Se ha obtenido mediante la aplicación de la tecnología de Imulsión en respuesta a las necesidades de explotación de la Faja del Orinoco, en Venezuela. Los inicios de dicho combustible se remontan a 1986 con las investigaciones realizadas conjuntamente por dos empresas, dedicadas a la industria del petróleo y destinadas a desarrollar una tecnología que facilitara el transporte de los crudos pesados presentes en la Faja hasta una planta mejoradora ubicada a más de 100 kilómetros de distancia.

La utilización de hidrocarburos pesados como combustible parecía atractiva, así que se sugirió quemar el bitumen como una emulsión. La idea generó un conjunto de nuevos requerimientos: el flujo debería durar un año o más, soportar el manejo por bombas y oleoductos, quemarse como combustible líquido convencional y no contener contaminantes. Se llevaron a cabo ensayos exploratorios en Japón y Estados Unidos, con resultados muy prometedores en términos de combustión.

Los adelantos se combinaron para producir sistemáticamente alternativas mejoradas de Orimulsión hasta consolidar su actual manufactura. Ello permitió diseñar una estrategia destinada a introducir el bitumen emulsionado como un nuevo combustible alternativo para el sector eléctrico.

Orimulsión ha sido utilizada con gran éxito en plantas eléctricas en Canadá, Reino Unido, Japón, Dinamarca, China y Lituania. Su crecimiento se basa en que es un combustible ambientalmente limpio con un alto poder calórifico, precios competitivos y estables, y que cuenta con el apoyo técnico suministrado por la empresa y respaldo gerencial para lograr las soluciones integrales asociadas a la utilización de Orimulsión.

Desde 1991, más de 15 millones de toneladas de Orimulsión han sido movilizadas en diversos tipos de tanqueros con destino a Estados Unidos, Canadá, Dinamarca, Reino Unido, Italia, Lituania, Japón y China, comprobándose que Orimulsión mantiene sus propiedades no obstante la longitud de los viajes y las condiciones atmosféricas extremas.

f) Licuefacción de carbón

La licuefacción de carbón es la conversión de carbón en un combustible líquido para la producción de energía directa o un sustituto de la materia prima en una refinería en la que otros combustibles líquidos pueden ser obtenidos.

La tecnología de licuefacción de carbón ha sido investigada a partir de los años 20's y 30's en países como Alemania y Japón durante la Segunda Guerra Mundial. Japón producía gasolina para aviones en una gran planta en el Norte de Corea al convertir el coque de carbón en carburo de calcio en hornos eléctricos, luego a acetileno, acetaldehído, buteraldehido, octanol y finalmente octano. En una planta en Taiwán, los japoneses también usaron el almidón de las raíces de las plantas, las cuales fermentaron para crear el butanol y después lo convirtieron en buteraldehído, octanol y metano.

Entre los procesos más importantes se encuentra el alemán conocido como Bergius (no muy utilizado), y el proceso Fischer-Tropsh, el cual es usado comercialmente en la actualidad por la corporación SASOL en Sudáfrica.

Como es bien sabido, Sudáfrica no tiene yacimientos de petróleo propios, en cambio si de carbón. Gracias a la licuefacción de carbón, es completamente independiente del petróleo extranjero.

Las grandes y complejas cadenas moleculares de los hidrocarburos tiene una razón atómica de hidrógeno-carbón más pequeña que el de las moléculas del octano. En la licuefacción del carbón, las grandes moléculas son reducidas añadiéndoles hidrógeno. El hidrógeno necesario es generado y la desulfuración se termina de la misma forma que en el caso de la gasificación del carbón.

El proceso Fisher-Tropsch primero produce una mezcla de CO y H_2 del carbón y vapor. Después le siguen una serie de reacciones catalíticas que se encuentran a aproximadamente a 300 F (150 °C) y 150 bar, produciendo hidrocarburos de los gases del metano a hidrocarburos líquidos más altos. Entonces estos son separados con el metano que pasa por las tuberías de gas y el resto se convertirá en diferentes combustibles líquidos.

Media docena de procesos están actualmente ocurriendo bajo el desarrollo de plantas piloto. Crecer a tamaños comerciales es uno de lo principales problemas. Otro problema, como en el caso de la gasificación de carbón, es la gran demanda de agua, la cual restringe el uso de grandes reservas en el oeste de los Estado Unidos que no están ubicadas cerca de los grandes suministros de agua.

g) Arenas de alquitrán

Otra fuente potencial y muy rica de petróleo, pero la cual es aún menos atractiva que el esquisto petrolero, es encontrado en las arenas de alquitrán. Se ubican en lugares como Alberta y Canadá, aproximadamente a 10 grados de los círculos árticos. Las arenas de alquitrán son una brea gruesa y sumamente viscosa encerrada en arena y cieno para moldear materiales semiplásticos en forma pesada. Aunque es probable que contenga 2 o 3 veces las reservas de petróleo de todo el Medio Oriente, pequeñas plantas piloto han operado en terrenos inhóspitos viéndose en problemas de explotación comercial insuperables.

Respecto a la obtención de combustibles sintéticos como el carbón y otras plantas de conversión, las plantas generan enormes cantidades de contaminación en el aire tales como CO_2, H_2S,SO_2, y NOx; efluentes líquidos como fenoles, crisoles, xylenoles, thiocyonatos y sulfuro de amonio; desechos sólidos como ceniza, escoria y lodo; además, los compuestos cancerígenos en forma de hidrocarburos policíclicos aromáticos y aminosos pueden ser producidos desde alquitranes de carbón y derivados de aceites de carbón.

Es obvio que los planes de traspaso a estos combustibles deben ser cuidadosamente diseñados en los sitios de las plantas, y estas se deben contar con sistemas para producir combustibles libres de azufre y ceniza.

5.3 CICLO COMBINADO CON GACIFICACIÓN INTEGRADA (GICC)

5.3.1 CONCEPTO DE GASIFICACIÓN

Una alternativa para el aprovechamiento del coque de petróleo y el carbón mineral es la gasificación. La gasificación de cualquier material orgánico produce un gas de síntesis compuesto en su mayoría por monóxido de carbono e hidrógeno.

La tecnología de gasificación ha estado disponible desde principios del siglo pasado y en sus orígenes se empleaba principalmente para procesar carbón. Recientemente ha renacido un interés no sólo por el uso del carbón en la gasificación, sino por otros combustibles y algunos residuos incluyendo la cascarilla de arroz. Se han documentado casos con buenos resultados de gasificación de materiales como el coque de petróleo, biomasa y residuos (llantas, plásticos y aceites, entre otros).

En el caso de la gasificación de materiales con alto contenido de azufre, como el carbón mineral y el coque de petróleo, el azufre se libera como sulfuro de hidrógeno (H_2S) y no como dióxido de azufre (SO_2). Esto ofrece una ventaja adicional sobre un proceso de combustión, ya que el H_2S puede recuperarse fácilmente y convertirse en azufre puro, el cual pudiera posteriormente comercializarse.

El gas de síntesis limpio resulta ser un combustible alternativo que puede emplearse en la generación de energía eléctrica. Un punto en contra al utilizar carbón o coque de petróleo es el hecho de que las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) se incrementan respecto a quemar gas natural, sin embargo, este inconveniente podría ser salvado con la emergencia de tecnología de secuestración[1] de CO_2, cada vez más eficaz y económica. En el mundo existe una veintena de plantas de ciclo combinado con gasificación integrada y es muy probable que el crecimiento de la capacidad de generación en Estados Unidos, ya que cuentan con reservas muy altas de carbón mineral y producciones importantes de coque de petróleo, sea mediante este tipo de plantas.

En general, la gasificación de combustibles sólidos como el carbón puede efectuarse de dos formas. La primera opción consiste en transformar el carbón en gas una vez que éste es extraído de la mina, para lo cual en un reactor se inyecta oxígeno junto con el carbón para generar un gas apto para ser quemado en una central. La segunda opción es una gasificación "in situ" o subterránea, es decir, inyectando oxígeno directamente en el yacimiento. Esta última opción, una vez completamente desarrollada, permitirá el aprovechamiento de yacimientos que, por su especial configuración y profundidad, plantean graves problemas técnicos y económicos en la extracción del mineral.

5.3.2 APLICACIONES DE LA GASIFICACIÓN

La gasificación permite transformar combustibles sólidos de bajo valor y potencialmente contaminantes en un gas limpio que por su facilidad de transporte, presión, composición y contenido energético, presenta múltiples aplicaciones. Es por tanto un proceso intermedio en el que se confiere valor añadido a la materia prima utilizada, habilitándola para ser empleada en la obtención de diferentes productos.

- **Electricidad**. Limpia y altamente eficiente mediante la utilización del gas de síntesis sustituyendo al gas natural en ciclos combinados (centrales GICC), o incluso en pilas de combustible de alta temperatura.

- **Producción de hidrógeno**. Consumido en refinerías y, en el futuro, en pilas de combustible para automoción y producción de electricidad.

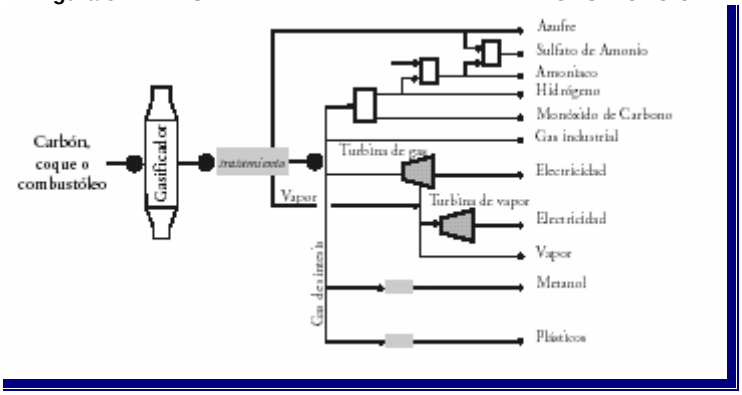
- **Productos químicos**. Alternativamente otra aplicación de la gasificación es que el hidrógeno y el monóxido de carbono puede utilizarse para producir gasolina mediante el proceso Fischer-Tropsch, o bien, el hidrógeno se puede separar y reaccionar con nitrógeno para la producción de amoniaco que se utiliza en la elaboración de fertilizantes.

[1] Al llevarse a cabo la combustión de fósiles, está tomándose C (carbono) que está sepultado en la forma de petróleo crudo, gas natural o carbón mineral y lo ponemos como gas CO_2 (dióxido de carbono) en la atmósfera. Una manera de secuestrarlo sería atrapar el CO_2 resultado de la combustión en las cavernas de donde se extrae petróleo, carbón mineral o gas natural. Otra forma de secuestrarlo sería que el CO_2 se disolviera a cierta profundidad en el mar.

Mediante la combinación de diferentes unidades de proceso, de forma modular, se puede adaptar el diseño básico de una central GICC a una configuración de planta multi-productos que pueda ajustarse de forma óptima a las demandas del mercado en cada momento.

En la Figura 5.4 se han resumido las distintas posibilidades existentes en una planta de gasificación.

Figura 5.4 VERSATILIDAD Y FLEXIBILIDAD DE LA GASIFICACIÓN



En la actualidad existen más de 130 plantas de gasificación en el mundo con una capacidad de producción superior a 400 millones de Nm3[2] de gas de síntesis al día[3], equivalentes a más de 43.000 MW térmicos[4].

5.3.3 FUNDAMENTOS DE LA GASIFICACIÓN

a) Química de la gasificación

En el proceso de gasificación se producen simultáneamente un gran número de reacciones química pudiéndose distinguir tres etapas fundamentales:

- **Pirólisis**

Tras el secado y calentamiento, en el que se desprenden volátiles, se produce la pirólisis o **descomposición térmica del carbón**. En este proceso se origina una fracción gaseosa rica en H_2 y un residuo carbonoso denominado 'char'(escoria).

$$Carbón + CALOR \longrightarrow Residuo\ carbonoso\ (escoria),\ Líquidos\ (alquitranes\ y\ aceites),\ Gases\ (CO, H_2, CO_2, CH_4, SH_2, NH_3, N_2, C_n, H_m)$$

De los gases producidos en la reacción anterior, solo *CO* y H_2 se pueden utilizar como combustibles además de ser los principales gases que constituyen el gas sintético.

- **Combustión**

Los gases originados se queman consumiéndose la mayor parte del oxígeno alimentado al gasificador. Las reacciones son exotérmicas y desprenden el calor necesario para producir las reacciones de gasificación.

$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O \qquad (-\Delta H_r^{\circ}) = 241 kJ/mol$$

$$CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2 \qquad (-\Delta H_r^{\circ}) = 283 kJ/mol$$

[2] Con la unidad mg/Nm^3, el volumen normal (normal metros cúbicos, Nm^3) se toma como una variable de referencia y la masa del gas que poluciona se indica en miligramos (mg). Como esta unidad varia con la presión y la temperatura, se toma como referencia el volumen en condiciones normales. Las condiciones normales son como siguen: Temperatura 0°C y una presión de 1013 mbar (hPa). De todas formas, esta informaci6n por si sola no es suficiente, ya que los volúmenes respectivos en el gas de combustión varían según la proporción de oxigeno (dilución del gas de combustión con el aire ambiente). Por lo tanto, los valores respectivos medidos deben convertirse a un volumen particular de oxigeno, el contenido de oxigeno de referencia (0_2 de referencia). Sólo los datos con el mismo contenido en oxígeno de referencia pueden ser comparados. La medida del contenido de oxigeno (O_2) en el gas de combustión también es necesaria para convertir los ppm en mg/Nm ^{3}.

[3] Gasification Technologies Council. Gasification: A Growing, Worldwide Industry. http://www.gasification.org,1999.

[4] Global Energy- US DOE. The Wabash River Coal Gasification Repowering Project. An update.2000

A su vez, el residuo carbonoso reacciona parcialmente con el oxígeno no consumido hasta que éste se agota.

$$C + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO \qquad (-\Delta H_r°) = 110 kJ/mol$$

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \qquad (-\Delta H_r°) = 393 kJ/mol$$

- **Gasificación**

Una vez consumido todo el oxígeno, se producen las reacciones entre los gases de combustión (CO_2 y H_2O) y el char generando CO y H_2. Las reacciones de gasificación tienen lugar como consecuencia de que se alimenta únicamente entre 1/3 y 1/5 del oxígeno teórico requerido para la combustión total.

$$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO \qquad (-\Delta H_r°) = -167\ kJ/\text{mol}$$

(Reacción de Boudouard, endotérmica)

$$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2 \qquad (-\Delta H_r°) = -125.4\ \text{kJ/mol}$$

(Gasificación con vapor, endotérmica)

La relación en que se van a encontrar CO y H_2, principales componentes del gas final, está determinada por la reacción de equilibrio agua – gas:

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \qquad (-\Delta H_r°) = 42\ \text{kJ/mol}$$

La composición final del gas de síntesis depende de las condiciones de presión y temperatura que a su vez depende de los diferentes equilibrios que se establecen según el combustible y los agentes gasificantes empleados (aire u oxígeno, vapor de agua).

A elevadas temperaturas disminuyen las concentraciones de H_2O y CO_2, mientras que aumentan las de CO y H_2. En cambio, al aumentar la presión disminuyen las concentraciones de CO y H_2, aumentando la de H_2O y apenas varía la de CO_2.

Además, en los procesos a baja temperatura se producen cantidades apreciables de especies como metano (CH_4), alquitranes, aceites y fenoles.

b) Compuestos contaminantes del carbón

Por las condiciones reductoras en que se produce la gasificación, el azufre del carbón no se convierte en SO_2, sino en H_2S y COS. De forma similar, el nitrógeno del carbón se transforma en NH_3 y HCN. Estas especies contaminantes se pueden eliminar con facilidad mediante procesos de lavado con agua y absorción con disolventes, obteniéndose así un gas de síntesis limpio.

c) Balance energético de la gasificación

El valor del gas de síntesis radica en que contiene la mayor parte de la energía química presente en el carbón inicial. En los gasificadores modernos con elevada conversión del combustible, se puede establecer de forma aproximada este reparto de la energía alimentada con el combustible:

- ✓ Poder calorífico del gas de síntesis: 75% del poder calorífico del carbón.
- ✓ Calor sensible en el gas de síntesis: 15%. Esta energía se recupera en el enfriamiento del gas mediante la producción de vapor.
- ✓ Calor en el residuo sólido (escoria fundida y ceniza seca) y pérdidas de calor al ambiente: 10%.

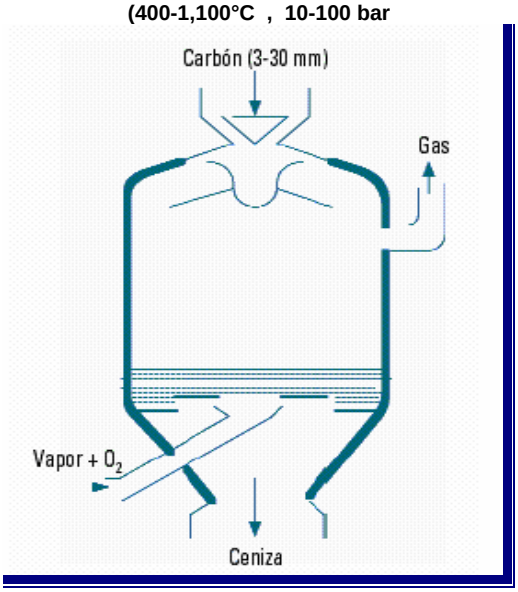
5.3.4 PROCESOS DE GASIFICACIÓN

Los procesos tecnológicos de gasificación son tres: el de flujo de arrastrado, el de lecho fluidizado y el de lecho fijo o denso. De los tres, el más desarrollado y el que está listo para usarse a nivel industrial es el de flujo por arrastre, por lo que se le conoce como de primera generación.

5.3.4.1 LECHO FIJO O DENSO

El carbón se alimenta seco por la parte superior del reactor y desciende lentamente reaccionando con los gases que fluyen en contracorriente a través del lecho. En su camino descendente, el carbón experimenta de forma sucesiva los procesos de secado, calentamiento, pirólisis, gasificación y combustión. Las cenizas pueden extraerse secas o fundidas. El gas producto tiene baja temperatura (400-500ºC) y contiene cantidades importantes de alquitranes y aceites. (Figura 5.5)

Figura 5.5 LECHO FIJO
(400-1,100°C , 10-100 bar



5.3.4.2 LECHO FLUIDIZADO

Las partículas de combustible se introducen en un flujo ascendente de gas en el que se encuentran suspendidas mientras se produce la reacción. La temperatura de operación es inferior a la de fusión de las cenizas del combustible (800-1.050ºC), así éstas se pueden descargar en forma seca o aglomerada.

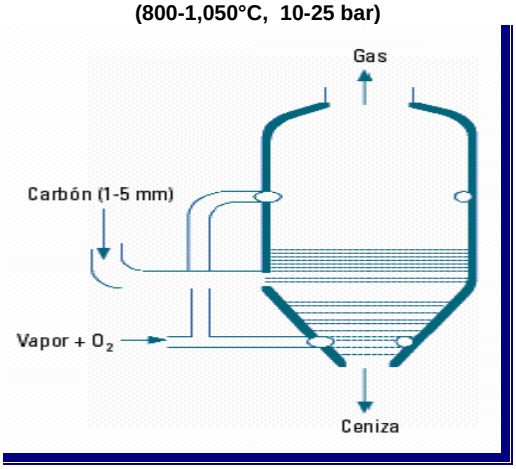
Hay dos tipos fundamentales de combustión en lecho fluido: la tecnología de lecho fluido atmosférico y la tecnología de lecho fluido a presión.

Por un lado, con la tecnología de lecho fluido atmosférico aplicado a Ciclos Combinado, se logra unos niveles de reducción de emisiones de SO_2 de entre un 60% y un 90%, así como disminuciones apreciables en las de NO_x y CO_2. Vemos que tiene una alta capacidad para la retención del azufre.

Por lo que se refiere a la tecnología de lecho fluido a presión, las emisiones de SO_2 y NO_x son también inferiores a las que se generan en una central convencional. Dadas las limitaciones fijadas por las leyes de la termodinámica, el rendimiento en las centrales térmicas no puede sufrir una mejora substancial. Actualmente, menos del 40% de la energía producida por combustión se transfiere finalmente como energía eléctrica y el resto se desperdicia principalmente como calor residual. Con la tecnología de lecho fluido a presión se pueden conseguir niveles de eficiencia superiores al 40%. (Figura 5.6)

La tecnología de lecho fluidizado se utiliza principalmente para quemar carbón, sin embargo, permiten quemar combustibles de baja calidad como la biomasa. La capacidad de las calderas de lecho fluidizado atmosférico son de 150 MW a 300 MW y sus costos de US $1,000 a US $1,300 dólares /KW.

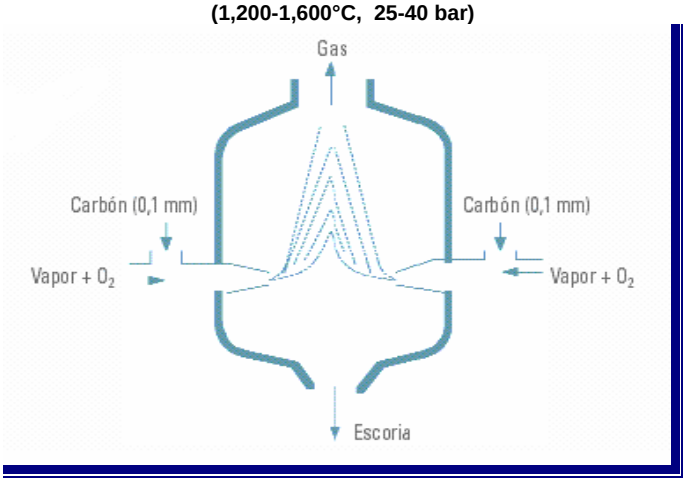
Figura 5.6 LECHO FLUIDO (800-1,050°C, 10-25 bar)



5.3.4.3 LECHO ARRASTRADO

El carbón y los agentes gasificantes fluyen en la misma dirección con velocidades muy superiores a las que se dan en el resto de tipos de gasificadores. La alimentación del carbón pulverizado, que puede ser seca (con nitrógeno) o húmeda (en mezcla con agua), se realiza a través de quemadores de oxidación parcial. La temperatura de operación es muy elevada (1.200-1.600ºC) y las cenizas se extraen fundidas por la parte inferior. (Figura 5.7)

Figura 5.7 LECHO ARRASTRADO (1,200-1,600°C, 25-40 bar)



Algunas diferencias del proceso sobre los otros dos son:

a) Requiere de oxígeno como agente gasificante, lo que implica que las dimensiones de los equipos (reactor, compresores, equipos de limpieza, etc) sean menores respectos a aquéllos en los que se utiliza el aire directamente para gasificar.

b) No requiere de elementos mecánicos para evitar la aglomeración de las cargas como sucede en los equipos que operan bajo el esquema de lecho denso.

c) Las temperaturas a las que se lleva el proceso permite que se forme menor cantidad de escoria, esto evita que se procesen posteriormente los desechos del reactor, tal como sucede en los gasificadores de lecho fluidizado.

Los tres tipos de gasificadores estaban ya desarrollados en los años 1950, sin embargo en los años 1970 y 1980 se adaptaron los diseños para trabajar en condiciones de alta presión, permitiendo aumentar la capacidad de producción y el rango de aplicaciones posibles.

5.3.5 UNIDADES DE FRACCIONAMIENTO DE AIRE

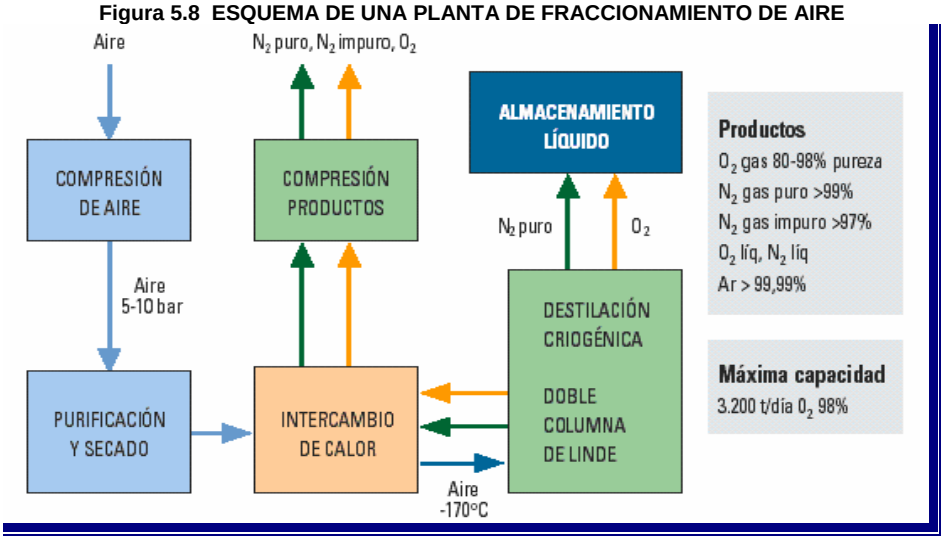
Para mantener las altas temperaturas necesarias en todo proceso de gasificación, se requiere un agente oxidante que puede ser aire, oxígeno o aire enriquecido en oxígeno. Los primeros gasificadores que eran de lecho fijo y a presión atmosférica, empleaban aire.

El desarrollo industrial permitió que las plantas de producción de oxígeno mediante la destilación de aire se convirtieran en un sistema económico. Dichos avances provocaron que se produzcan actualmente pocos gasificadotes con aire ya que el utilizar oxígeno tiene las siguientes ventajas:

- Poder calorífico del gas de síntesis muy superior (9-13 MJ/Nm^3 frente a 4,5 MJ/Nm^3).
- Por no estar diluido con N_2, el caudal de gas de síntesis es mucho menor (50% aprox.), reduciéndose por tanto radicalmente las dimensiones y los costes de las unidades de recuperación de calor y limpieza del gas.

El proceso de una Unidad de Fraccionamiento de Aire (ASU) actual, junto con los productos que pueden obtenerse, se muestra en la Figura 5.8.

Figura 5.8 ESQUEMA DE UNA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE AIRE



En Centrales GICC, la ASU representa el 10-15% del coste de inversión total y sus aspectos relevantes son:

- Consumos eléctricos de los compresores de aire y productos, los cuales constituyen prácticamente el 100% de los costes de operación de la ASU y en las aplicaciones GICC representan el 50-90% del consumo de auxiliares total.
- El arranque de la unidad exige un proceso de pre-enfriamiento hasta alcanzarse las condiciones criogénicas y de estabilidad de productos (entre 3 horas y 3 días según su estado sea frío o caliente).

Una alternativa de futuro para la producción de O_2 son las membranas cerámicas de transporte iónico, membranas que a alta temperatura (>700ºC) transportan iones de oxígeno selectivamente.

Se han presentado estudios en los que se manifiesta un gran potencial de ahorro en costes de inversión y operación, pero el nivel de desarrollo actual es aún el de plantas piloto.

5.3.6 LA INTEGRACIÓN. LA TECNOLOGÍA GICC

La tecnología GICC permite el uso de combustibles sólidos (carbón, coque de petróleo, biomasa, residuos) o líquidos en una Central Eléctrica Térmica con la eficiencia y los beneficios ambientales propios de los ciclos combinados. Para ello, supone la integración de las tres tecnologías anteriores, de forma que el combustible es gasificado con el oxígeno, producido en una Planta ASU, y el gas sintético producido es enfriado y limpiado exhaustivamente de partículas sólidas y contaminantes para su combustión en la turbina de gas de un ciclo combinado.

Por producirse la limpieza del gas antes de su combustión, las Centrales GICC tienen un comportamiento ambiental muy superior al de las centrales térmicas de carbón clásicas, en las que la limpieza de gases se realiza tras la combustión de forma menos efectiva y más costosa que en las GICC.

Existen múltiples variaciones sobre el esquema básico de un GICC, siendo el aspecto fundamental del diseño el grado de integración entre las unidades. Se puede hablar de tres niveles de integración:

I. Integración de los sistemas agua-vapor de la Isla de Gasificación y del Ciclo Combinado. El agua de alimentación de calderas se precalienta en una sección de la caldera de recuperación del ciclo combinado (HRSG) y se envía a Gasificación, donde se produce vapor saturado por intercambio de calor con el gas crudo. Este vapor saturado se exporta a la HRSG para su sobrecalentamiento y expansión en la turbina de vapor, generando electricidad adicional.

II. Integración lado nitrógeno entre ASU y Ciclo Combinado. El N_2 impuro, subproducto de la ASU, es comprimido y mezclado con el gas de síntesis para reducir las emisiones de NOx y aumentar la potencia en la turbina de gas.

III. Integración lado aire entre ASU y Ciclo Combinado. De forma parcial o total, el aire comprimido que requiere la ASU es extraído del compresor de la turbina de gas.

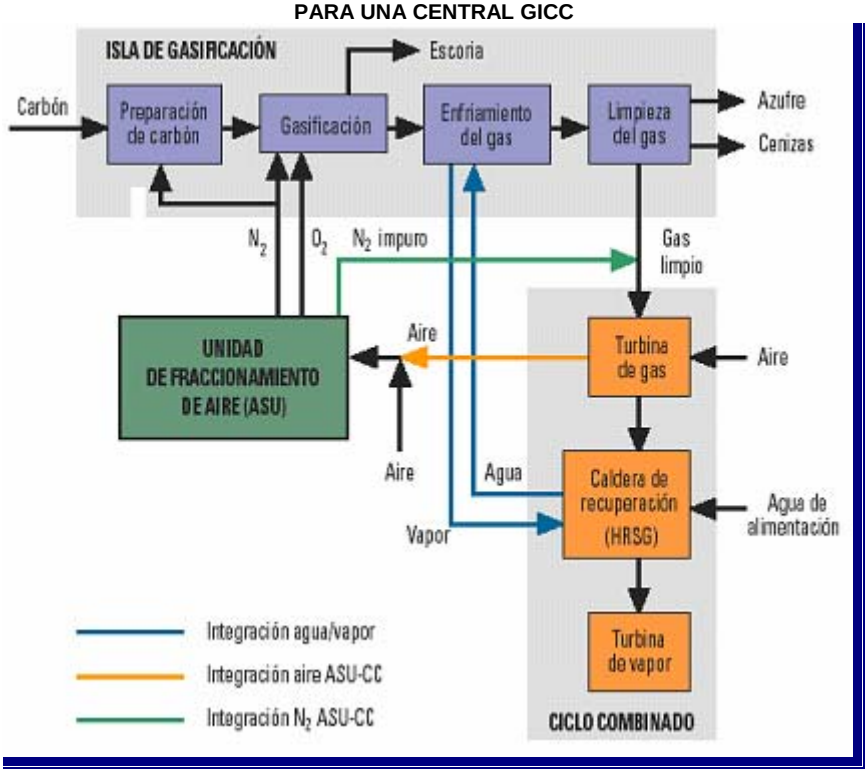
En una instalación donde el ciclo combinado no está integrado térmicamente a la unidad de gasificación, lo único que se alimenta es el gas de síntesis para ser quemado en la cámara de combustión de la turbina de gas. La unidad de separación de aire cuenta con sus propios equipos para proveerse del aire para obtener el oxígeno necesario para la gasificación.

Es importante aclarar que cuando el combustible tiene bajos contenidos de oxígeno, como el coque de refinería, se utiliza vapor de agua para aumentar la reactividad de la carga y como moderador de la reacción.

También cuando el mismo combustible tiene bajos contenidos de cenizas, es necesario utilizar aditivos para proteger los interiores de los reactores; a dichos aditivos se les conoce como flux.

En la Figura 5.9 se presenta una configuración típica de central GICC y los distintos niveles de integración posibles.

Figura 5.9 DIAGRAMA DE BLOQUES Y OPCIONES DE INTEGRACIÓN PARA UNA CENTRAL GICC



La integración de los sistemas agua – vapor es normal en todas las Centrales GICC en operación. Por el contrario, la integración entre ASU y Ciclo Combinado es una opción mucho más discutida. Los diseños altamente integrados suponen una mayor eficiencia de la central, puesto que se reducen los consumos de auxiliares de los compresores de aire y productos de la ASU, sin embargo, implican tiempos de arranque más largos en los que se consume el combustible de apoyo (gas natural en la mayoría de los casos).

Siemens ha suministrado unidades para una gran variedad de GICCs y aplicaciones de gas con bajos valores caloríficos. En 1972 se desarrollo y se instaló la primera planta de ciclo combinado con gasificación de carbón integrada en el mundo, en Lünen, Alemania. En 1987 se instalo otro de los primeros sistemas de ciclo combinado con gasificación de carbón en Plaquemine, Louisiana, EEUU; la unidad GICC instalada en la planta Buggenum, Países Bajos, entró en operación en 1994 con singas basado en carbón. La planta GICC de 300 MW en Puertollano, España, entró en operación con carbón-gas en 1998, la cual es actualmente la planta GICC con accionamiento único más grande del mundo. La planta Puertollano, patrocinada por la Unión Europea como parte del programa THERMIE, se considera como un eslabón entre plantas de demostración a base de carbón y aplicaciones comerciales.

A corto plazo, estas plantas utilizarán principalmente residuos de refinerías producto de procesos de fraccionamiento de la viscosidad, asfalto o coque de petróleo. En Puertollano se gasifica una mezcla de carbón local con un alto contenido de ceniza y coque de petróleo que se obtiene de una refinería cercana.

La planta de ISAB Energy, ubicada en Priolo Gargallo en la isla de Sicilia, Italia, es una de las primeras operaciones comerciales de GICC en una refinería de petróleo en Europa. Esta planta de 521 MW entró en operación con syngas basado en asfalto en 1999.

De las centrales GICC con carbón en operación en Europa, se ha primado el diseño altamente integrado por su mayor eficiencia, mientras que en Estados Unidos, con precios de combustible inferiores, se ha preferido la mayor disponibilidad y flexibilidad que ofrece el diseño no integrado.

Actualmente se tiende a diseños en los que el aire que necesita la ASU provenga en parte del compresor de la turbina de gas y en parte de un compresor independiente. Esto proporciona la flexibilidad necesaria para arranques más rápidos y un consumo auxiliar intermedio entre las dos opciones.

5.3.7 VALORES DE LA TECNOLOGÍA GICC

a) Eficiencia

La tecnología GICC presenta eficiencias superiores al resto de tecnologías comerciales de generación eléctrica a partir de carbón. (Tabla5.7)

Tabla 5.7 EFICIENCIA DE CENTRALES GICC

Tecnología		Eficiencia bruta, %	Eficiencia neta, %
GICC (según proceso de gasificación)	ELCOGAS –lecho arrastrado seco	47.1 %	42.2 %
	SHELL (alim. Seca)	48.3%	43.1%
	TEXACO (no integrado)	51.6%	41.2%
	E-GAS	44.5%	39.2%
	MITSUBISHI-aire (año 2006)	48.0%	42.0%
PC, carbón pulverizado (con FGD, ESP y quemadores bajo NOx	Subcrítica (165bar,540°C)	37.5%	36.0%
	Supercrítica (240 bar, 565°C)	41.1%	39.6%
AFBC, combustión en lecho fluidizado atmósferico		37.5%	36.0%
CCGN, ciclo combinado de gas natural, tecnología F de turbina de gas		57.3%	56.0%

Eficiencias actuales de tecnologías de centrales térmicas

Así, para el 2010, se esperan alcanzar eficiencias netas de hasta el 49% (tecnología H de turbina de gas), frente a 42-45% para centrales de carbón pulverizado ultra-supercríticas (310 bar, 593ºC, doble recalentado).

b) Medioambiente

La tecnología GICC tiene importantes beneficios medioambientales al presentar una baja emisión de CO_2 y otros contaminantes por kWh producido, menor consumo de recursos y posibilidades de emplear energías renovables mediante cogasificación.

Entre las ventajas que presenta en el rubro ambiental se encuentran los siguientes puntos:

- ✓ Presentan un buen comportamiento en cuanto a emisión de contaminantes atmosféricos regulados (SO_2, NOx, partículas)

  Debido a la atmósfera reductora en que se desarrolla el proceso de gasificación, el gas de síntesis no contiene NOx sino amoniaco (NH_3) en baja proporción, que se elimina en el proceso de lavado.

- ✓ Los residuos sólidos son subproductos comerciales

  El azufre, presente en el gas de síntesis como H_2S, es recuperado en más del 99% transformándose en ácido sulfúrico o azufre sólido puro para su venta.

- ✓ Tiene un bajo consumo relativo de agua

  Debido a que únicamente el ciclo de vapor requiere refrigeración, el consumo específico de agua para la operación de una planta GICC es aproximadamente la mitad que el de una planta convencional con sistema de lavado de gases[5].

- ✓ Emite menores cantidades de CO_2, mercurio y metales pesados que otros procesos basados en carbón[6].

  Los metales pesados se capturan prácticamente en su totalidad en la escoria, que es un sólido inerte vitrificado no lixiviable.

  La emisión de mercurio es posible reducirla mediante absorción sobre un lecho de carbono activo.

En la turbina de gas, además de quemadores de bajo NOx, se utilizan sistemas adicionales como la saturación del gas o la mezcla con nitrógeno para limitar la temperatura de llama y prevenir la formación de NOx térmico.

Las partículas sólidas se extraen del gas de síntesis mediante filtros y/o lavado con agua antes de la combustión del gas, por lo que sus emisiones son irrelevantes.

Sustituir grupos de carbón por modernas unidades GICC permitiría disminuir sus emisiones de CO_2 hasta en un 20%, contribuyendo a alcanzar los objetivos de reducción mundial de emisiones de CO_2.

La captura del CO_2 del gas a presión resultaría mucho más económica que su extracción de los gases de combustión de plantas convencionales de carbón pulverizado o ciclos combinados de gas natural.

Los compuestos de cloro se extraen del gas mediante lavado con agua, obteniéndose como sales posteriormente en el tratamiento del agua residual.

Las centrales térmicas de combustión producen residuos sólidos (escoria, ceniza volante, pasta de yeso de las unidades de desulfuración) que no pueden calificarse (excepto la ceniza volante) como subproductos de valor comercial, suponiendo un perjuicio económico y ambiental. En GICC, por el contrario, se obtienen subproductos comerciales:

- ✓ El azufre se recupera puro en estado elemental o como ácido sulfúrico, ambos productos con mercado.

- ✓ Por las condiciones reductoras en que se produce la gasificación, los residuos sólidos (escoria principalmente) se obtienen bajo una matriz vítrea (no soluble), pudiéndose valorizar como subproductos útiles con múltiples aplicaciones tales como la fabricación de materiales cerámicos, producción de fibra de vidrio, relleno para carreteras o fabricación de materiales de construcción como cementos, tejas o ladrillos.

---

[5] Treviño, M. GICC: *Generación de energía limpia a partir del carbón.* Jornada sobre el uso limpio del carbón, Fundación Asturiana de la Energía. Oviedo, julio 2002.

[6] Idem

En la Tabla 5.8 se comparan las emisiones medias para distintas tecnologías de centrales térmicas con combustibles fósiles.

Tabla 5.8 COMPARACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Tecnología		Emisiones g/kWh				Subproductos/residuos sólidos g/kWh
		SO_2	NOx	Partículas	CO_2	
GICC(Según gasificación /turbina de gas)	ELCOGAS/SIEMENS V94.3	0.07	0.40	0.02	727	Escoria:21.0 Ceniza:2.0 Azufre:4.0
	SHELL/SIEMENS V94.2	0.10	0.05	0.02	712	
	TEXACO/GE 7F	0.13	0.35	0.02	745	
	E-GAS/GE 7FA	0.14	0.37	0.02	783	
	MITSUBISHI (2006 objetivos propuestos)	0.02	0.013 (con SCR)	0.01	730	
Carbón pulverizado	Subcrítica.η_{neto}=36.0% Supercrítica.η_{neto}=39.6%	2.50	2.30	0.30	852	Cenizas:27.4 Yeso (FGD):19.6 Cenizas:25.0 Yeso (FGD):18.8
CC con Gas Natural, η_{neto}=56.0%		0.54	0.02	350	-----	

Emisiones y producción de residuos de diferentes tecnologías[7].

5.3.8 DISPONIBILIDAD DE LOS COMBUSTIBLES

La tecnología GICC permite la utilización limpia y eficiente de carbón, que como combustible presenta importantes ventajas frente al gas natural y los derivados del petróleo como seguridad de suministro y estabilidad de precios, es decir, el carbón es el combustible fósil más abundante y de reparto más equitativo a escala mundial.

Las características de los mercados de gas y petróleo, dominados por un número muy reducido de países productores, implican que los precios experimenten fuertes oscilaciones que resultan difícilmente previsibles. En el caso del gas se observa una tendencia alcista en el precio en los últimos años debido al fuerte aumento de la demanda.

Frente a esto, el carbón exhibe una gran estabilidad de precios incluso con una tendencia bajista. Por lo tanto, se debe considerar este punto para la evaluación de una central eléctrica.

Uno de los aspectos más destacados de la tecnología GICC es su flexibilidad para manejar una gran variedad de combustibles. La lista de posibles combustibles incluyen carbón, coque de petróleo, combustibles líquidos pesados de refinería, biomasa, residuos sólidos urbanos (RSU), neumáticos, plásticos y fangos de depuradora.

Por las características del proceso de producción y limpieza puede incluso obtenerse gas de síntesis de productos residuales cuya eliminación es costosa, económica y ambientalmente, comparada con otros procesos, además, sin generarse residuos peligrosos adicionales.

a) Coque de petróleo

Es un subproducto de refinería cuyo mercado principal son cementeras y siderurgias. Debido a la creciente necesidad de las refinerías de procesar crudos cada vez más pesados, tiene una producción creciente a nivel mundial, destacando Estados Unidos, México y Venezuela como principales países productores. Además, el precio de este producto es aún inferior al del carbón.

En la Tabla 5.9 se resumen las características más destacadas del coque y la experiencia existente en su utilización en Centrales GICC.

[7] Holt, N. *Gasification Technology Status – August 2002.* EPRI, 2002, Méndez-Vigo, I., García Peña, F. y otros. *Puertollano GICC Plant: operating experience and potential for further technology development.* PowerGen Europe, mayo 2001,Kaneko, S. *Project status of 250 MW air-blown IGCC demonstration plant.*
Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2002.

Tabla 5.9 PROPIEDADES Y USOS DEL COQUE DE PETROLEO EN GICC	
Propiedades para combustión/gasificación	**Utilización en Centrales GICC actuales**
Baja contenido en volátiles, baja reactividad Elevado contenido en azufre, exige alto grado de desulfuración Alto contenido en metales pesados (en GICC se retienen en la escoria, material inerte) Alto poder calorífico, buen combustible. Estas propiedades hacen que la tecnología GICC sea mucho más indicada para su uso que la PC(Carbón Pulverizado) o AFBC(lecho fluidizado)	En los GICC de Tampa y Wabash (E.U.A), se utiliza como combustible principal GICC de cogeneración en refinerías: Texaco, El Dorado y Motiva Delaware (EUA) En mezcla al 50% con carbón, es el combustible de diseño en GICC de ELCOGAS (Puertollano, España)

b) Biomasa y residuos

La biomasa es considerada una de las fuentes renovables con mayor potencial de desarrollo, esto debido a la abundancia con la que se puede encontrar. Además, la emisión de CO_2 derivada de su uso energético es contabilizada como casi nula, no obstante, hasta ahora su utilización se ve limitada por el carácter estacional y disperso de estos recursos que los hace poco económicos para generación en grandes centrales térmicas. (Tabla 5.10)

Tabla 5.10 PROPIEDADES DE BIOMASA Y RESIDUOS, EXPERIENCIA EN CENTRALES GICC	
Propiedades para combustión/gasificación	**Experiencia en Centrales GICC actuales**
Las características variaran dependiendo del recurso: - Ausencia de azufre - Poder calorífico medio-bajo - Alto contenido en cloruros, problemas de corrosión - Alto contenido en elementos alcalinos, problemas de deposición de cenizas. En ciertos tipos de biomasa, la elevada humedad requiere un acondicionamiento previo.	**Biomasa** En Tampa (Florida, EUA) 1% de ramas de eucalipto. GICC de ARBRE (Yorkshire, Reino Unido), 8 MW, residuos forestales **Residuos** En GICC de ELCOGAS, pruebas con harinas cárnicas en proporciones del 1-4%. En GICC de NUON (Buggenum, Holanda), se consumen residuos de granjas avícolas y fangos de depuradora. En GICC de SVZ-Schwarze Pumpe (Alemania), el combustible habitual es una mezcla al 50% entre lignito y residuos sólidos diversos (caucho, plásticos, fangos de depuradora)

5.3.9 TECNOLOGÍA GICC PARA USO LIMPIO DEL CARBÓN

Para alimentar la turbina de gas de un ciclo combinado, se requiere un gas de síntesis con alta presión (entre 15 y 20 bar) y que se encuentre prácticamente exento de partículas y contaminantes.

Por tal motivo, para la aplicación GICC se requiere generalmente:

- Gasificación con oxígeno puro o al menos aire enriquecido para reducir el coste de las unidades de enfriamiento y limpieza de gas y tener rendimientos superiores.
- Gasificación a presión para reducir las dimensiones de los sistemas de gasificación y tratamiento de gas sintético, esto evita el excesivo consumo auxiliar eléctrico que supondría comprimir el gas de síntesis hasta la presión requerida por la turbina de gas.

Los tres tipos de gasificadores ya mencionados anteriormente lecho fijo, lecho fluidizado y lecho arrastrado, pueden operar en las anteriores condiciones, permitiendo la producción de un gas de síntesis apto para GICC a partir de prácticamente cualquier tipo de carbón.

Sin embargo, dentro de esa flexibilidad general, las características particulares de cada carbón, junto con la escala de la planta, hacen preferible la elección de una determinada tecnología para su elección. Tabla 5.11.

Tabla 5.11 COMBUSTIBLE Y APLICACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE GASIFICADORES	
Tipo de gasificador y características	**Combustible y aplicación más indicada**
Lecho fijo Elevado contenido de CH_4 en un gas sintético Alta eficiencia Combustible grueso, 5-30mm Baja temperatura del gas (400-500°C). Se producen alquitranes e hidrocarburos. Alto $T_{residencia}$ (15-60 min)	Flexible, amplio rango de carbones, excepto aquellos con tendencia a producir finos. Mejor en aplicaciones de síntesis química, en las que los hidrocarburos producidos sean útiles. Limita las opciones de co-producir H_2 Indicado para combustibles difícilmente pulverizables: biomasa, residuos
Lecho fluidizado Baja eficiencia, inquemados. Combustible tamizado < 5mm Temperatura 800-1050 °C $T_{residencia}$ medios (10-100 seg)	Requiere carbones muy reactivos (lignitos) y biomasa. Más indicado para GICC a escala pequeña-mediana. Indicado para utilizarse en carbones con alto contenido en cenizas, o con cenizas en alto punto de fusión. (India, Autralia, Sudáfrica).
Lecho arrastrado No produce alquitranes ni hidrocarburos Elevada eficiencia Las cenizas se extraen como escoria fundida. Combustible pulverizado, <100µm. Alta temperatura del gas 1.000-1.600 °C Bajo $T_{residencia}$ (1-5 seg)	El más versátil, aunque no son recomendables carbones con estas características: Alto % de Cloro (mayor de 0.5%) Muy alto contenido en cenizas que aunque son gasificables, implican menor eficiencia y mayores costes. Con cenizas de alto punto de fusión. Gran capacidad unitaria y eficiencia, por lo que el más adecuado para grandes centrales.

5.3.10 PROCESOS EXISTENTES

a) GASIFICACIÓN EN LECHO ARRASTRADO A PRESIÓN, ALIMENTACIÓN HÚMEDA

✓ TECNOLOGÍA TEXACO

Se trata de un proceso de gasificación con oxígeno en lecho arrastrado, con presión de 30 bar y temperatura entre 1,250 y 1,450 ºC, con la cámara de reacción envuelta en paredes de ladrillos refractarios.

La alimentación del carbón es de tipo húmedo, en mezcla con agua, y se realiza a través de quemadores situados en la parte superior del gasificador. La alimentación húmeda reduce de forma extrema la vida útil de los quemadores (60 días) y del refractario del gasificador (2 años), que deben ser sustituidos periódicamente.

La escoria se separa fundida por el fondo del gasificador, se enfría en un baño de agua y se extrae mediante *"lock hoppers"*. La escoria obtenida presenta una fracción de tamaño intermedio con alto contenido en inquemados, lo cual dificulta su comercialización[8].

El enfriamiento y recuperación de calor del gas se realiza en dos etapas sucesivas en las que se produce vapor de alta presión:

- De 1,400 a 700 ºC, en un enfriador radiante.
- De 700 a 450ºC, en dos intercambiadores convectivos.

No se realiza filtración del gas, sino que éste pasa directamente a un lavado húmedo en el que se separan cloruros, amoniaco y partículas. La corriente producida se envía a una unidad de tratamiento de agua para su recirculación. (Figura 5.10 (a))

[8] García Peña, F., Schellberg, W. *Commercial operation of the Puertollano GICC Plant.* Gasification 5-IchemE Conference, Noordwijk, abril 2002.

La unidad de desulfuración consiste en un reactor de hidrólisis del COS, y absorción de H_2S con MDEA.

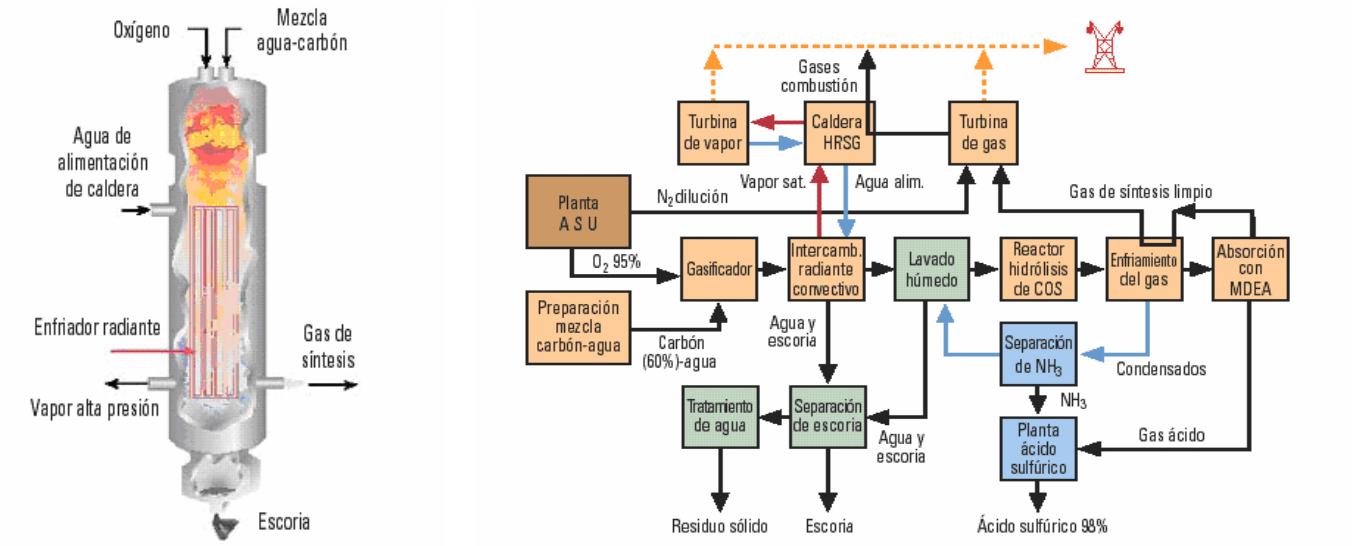


Figura 5.10 (a) GASIFICADOR DE TEXACO **(b) DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO EN CENTRAL GICC**

Con carbón como materia prima, la tecnología Texaco se utiliza actualmente en la Central GICC de Polk (Florida, USA) perteneciente a Tampa Electric Company (TEC). Esta planta opera desde Septiembre de 1996 y tiene una potencia neta de 250 MW. En diseño, procesa 2.200 t/día de carbón, aunque actualmente también se emplea coque de petróleo.

Junto con la gasificación (Texaco), la Central GICC cuenta con una planta ASU de alta presión de Air Products y un Ciclo Combinado basado en la turbina de gas 7F de GENERAL ELECTRIC con múltiples quemadores en disposición anular. El aire utilizado por la planta ASU no es suministrado por el compresor de la turbina de gas, pero el nitrógeno residual producido sí es inyectado en la cámara de combustión de la turbina para reducir las emisiones de NOx.

En la Figura 5.10 (b) se muestra el Diagrama de Bloques del proceso en Central GICC de TEC.

✓ **TECNOLOGÍA E-GASTM**

La gasificación se produce en lecho arrastrado con oxígeno, alimentación húmeda del combustible y cámara de gasificación de paredes refractarias.

La principal diferencia con el Texaco es que la gasificación tiene lugar en dos etapas. En la parte inferior del gasificador se alimenta el 80% del carbón y la totalidad del oxígeno, alcanzándose altas temperaturas (1,350-1,400 ºC) que permiten fundir la escoria. En la parte superior, el gas producido reacciona con el 20% del carbón restante, con una temperatura de salida de 1,050 ºC, inferior a la del resto de gasificadores de lecho arrastrado a presión.

Esta menor temperatura reduce las dimensiones y por tanto los costes de inversión en el sistema de enfriamiento del gas, que consiste en una caldera convectiva pirotubular con circulación de los gases en sentido descendente.

Como contrapartida, la menor temperatura implica que el gas arrastre alquitranes que se depositan a la entrada del sistema de enfriamiento, así como una menor conversión, que exige la recirculación de cenizas al gasificador.

El gasificador E-GASTM se muestra en la Figura 5.11 (a).

La extracción de escoria se realiza en continuo mediante un sistema propio patentado que parece presentar ventajas respecto a los sistemas de depósitos a presión.

La separación de partículas se realiza en seco y a alta temperatura (350ºC) mediante filtros cerámicos. A continuación, el gas se somete a un lavado húmedo y pasa a la unidad de desulfuración consistente en un reactor de hidrólisis del COS y una columna de absorción de H_2S con MDEA.

La tecnología E-GASTM se encuentra actualmente en operación en la Central GICC de Wabash en Indiana, Estados Unidos. La potencia neta de diseño es de 262 MW, con un consumo de 2.200 t/día de carbón, aunque actualmente opera con coque de petróleo.

Esta central comprende además una planta ASU de baja presión, suministrada por Air Liquide, y un ciclo combinado con turbina de gas 7FA de GENERAL ELECTRIC también con quemadores anulares. No es un diseño enfocado a una máxima eficiencia, puesto que no hay integración entre la ASU y el ciclo combinado, y la alimentación es húmeda.

La Figura 5.11 (b) muestra el diagrama de la central GICC WABASH 262 MW[9]

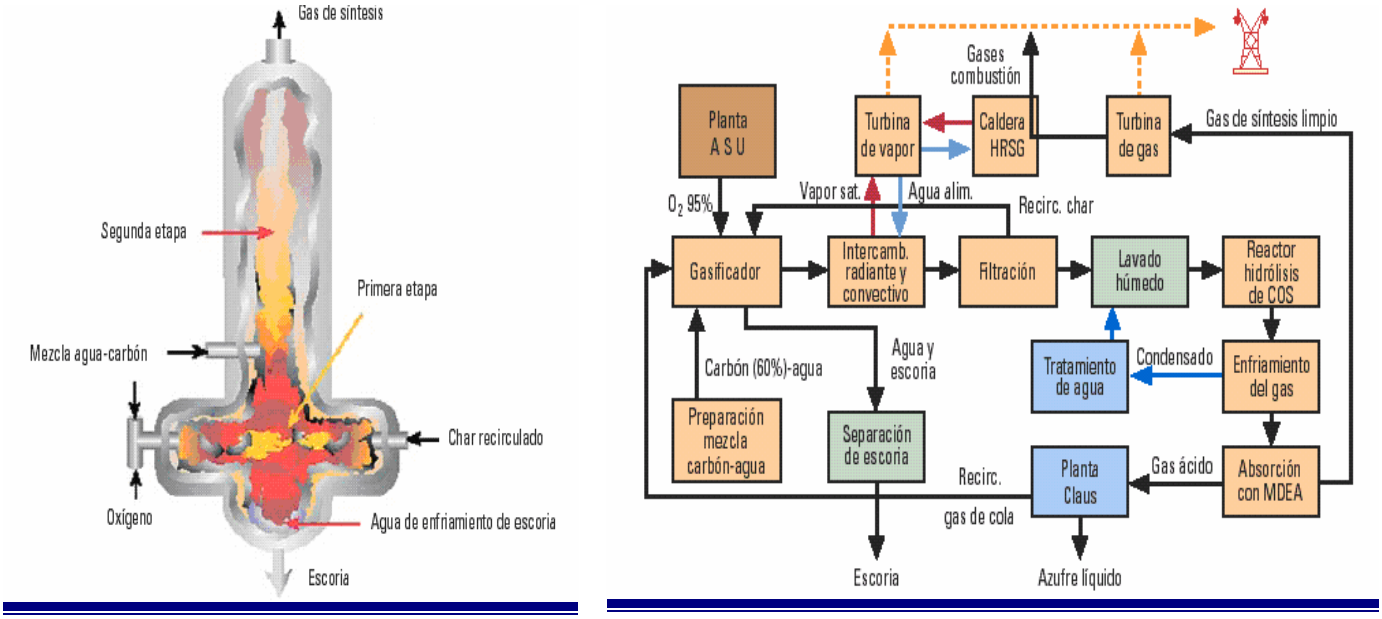


Figura 5.11 (a)EL GASIFICADOR E-GASTM **(b) DIAGRAMA DE BLOQUES DEL GICC DE WABASH**

b) GASIFICACIÓN EN LECHO ARRASTRADO A PRESIÓN CON ALIMENTACIÓN SECA

La alimentación al gasificador, de tipo seco mediante transporte neumático con nitrógeno de alta presión, se realiza a través de cuatro quemadores horizontales situados al mismo nivel.

La alimentación seca requiere nitrógeno puro y supone cierta complejidad de operación, pero tiene importantes ventajas frente a la alimentación húmeda (en mezcla con agua):

- El gas producido tiene un menor contenido en CO_2 (3% frente a 14% con alimentación húmeda), lo cual implica una mayor eficacia en la desulfuración y por consiguiente, menores emisiones de SO_2.
- La eficiencia del proceso de gasificación es superior, puesto que no se pierde calor en evaporar el agua alimentada como sucede en los sistemas de tipo húmedo.
- No es necesaria la sustitución periódica de los quemadores y el refractario del gasificador.

El proceso se realiza en una cámara cilíndrica de 3,8m de diámetro a una presión de 25 bar y 1,200-1,600ºC de temperatura[10]. Las paredes de la cámara están formadas por una membrana de tubos de acero refrigerados por agua y están protegidas por un recubrimiento refractario. Durante la operación dichas paredes permanecen cubiertas por una capa de escoria que actúa como aislante. (Figura 5.12)

La escoria producida se separa en estado fundido por la parte inferior del gasificador, donde se enfría en un baño de agua y se extrae mediante un sistema de depósitos a presión *(lock hoppers)*.

[9] NETL – US DOE. Wabash River Coal Gasification Repowering Project: A DOE Assessment.

[10] García Peña, F., Schellberg, W. *Commercial operation of the Puertollano GICC Plant.* Gasification 5-IchemE Conference, Noordwijk, abril 2002.

El enfriamiento del gas a la salida de la cámara de reacción, desde 1,500 a 800ºC, se realiza mediante mezcla directa con gas frío recirculado, posteriormente es enfriamiento desde 800 a 250ºC en dos calderas convectivas en las que se produce vapor saturado de alta y media presión.

Una vez se ha enfriado el gas a 250ºC, se separan las partículas de ceniza mediante filtración con elementos cerámicos. Frente a la separación de partículas por lavado con agua, la filtración ofrece una mayor eficacia eliminando además el consumo de agua y la necesidad de depurarla.

La recirculación de las cenizas separadas al gasificador es innecesaria, dada la alta conversión en el proceso de gasificación que se debe a la alta temperatura y a la alimentación en seco.

Tras la filtración, 2/3 del gas se recircula como gas de enfriamiento y el resto se somete a un lavado húmedo para separar compuestos halógenos (HCl, HF) y amoniaco.

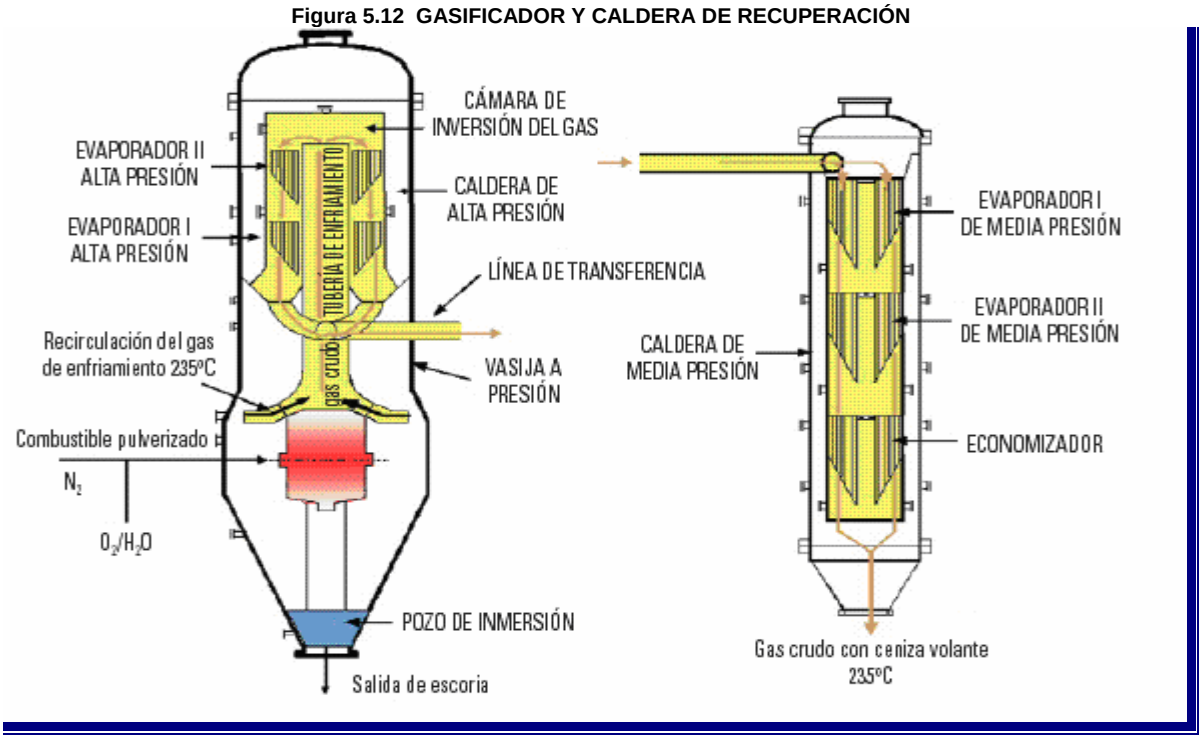
Como último proceso de limpieza del gas, se separan los compuestos de azufre en la unidad de desulfuración. Este sistema consiste en un reactor de hidrólisis del COS, según la reacción $COS + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2S$, y una torre para absorción de H_2S con el disolvente MDEA.

El gas limpio obtenido se satura con agua y se envía al ciclo combinado.

El gas ácido resultante de la desulfuración, con alto contenido en H_2S, se envía a una Planta Claus de recuperación de azufre, obteniéndose azufre sólido puro apto para su venta.

El gas de cola de la Claus se recircula al proceso, permitiendo una recuperación del azufre del gas del 99.8%.

Figura 5.12 GASIFICADOR Y CALDERA DE RECUPERACIÓN



Esta tecnología de gasificación se encuentra actualmente en operación en la Central GICC de ELCOGAS (Puertollano, España) y, con ligeras variaciones, en el GICC de NUON (Buggenum, Holanda).

La Central GICC de ELCOGAS tiene 300 MW de potencia neta en condiciones ISO y emplea una mezcla combustible al 50% en peso entre carbón y coque de petróleo, con un consumo de 2.600 t/día[11].

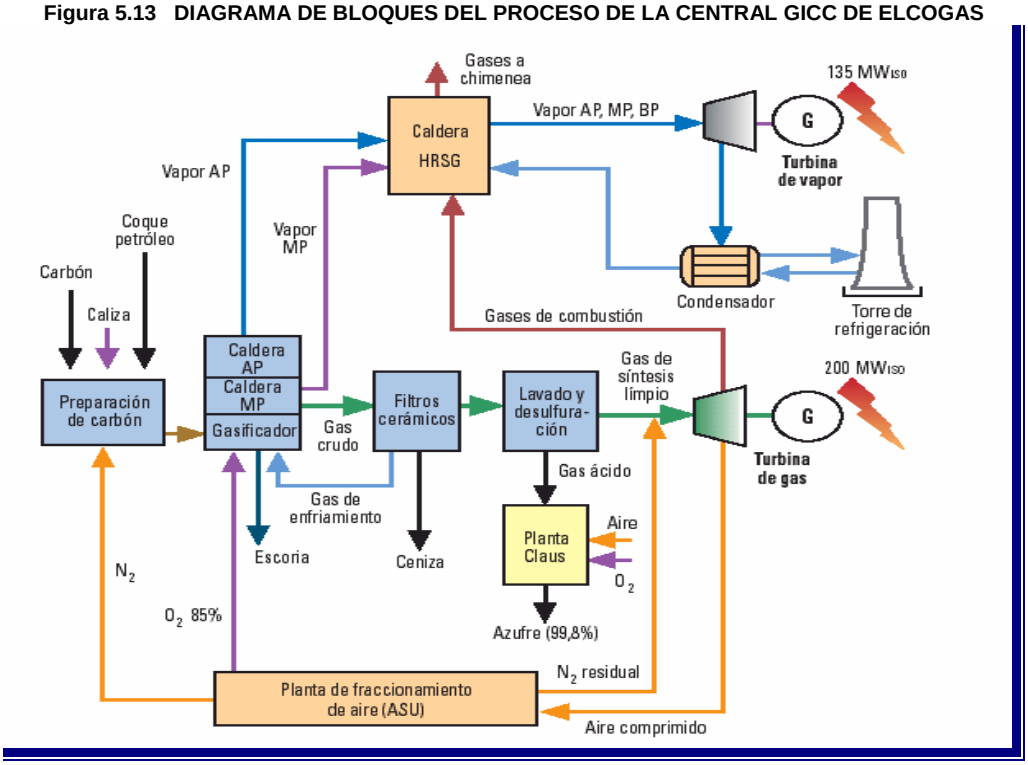
[11] Treviño, M. GICC: *Generación de energía limpia a partir del carbón.* Jornada sobre el uso limpio del carbón, Fundación Asturiana de la Energía. Oviedo, julio 2002.

Además del sistema de gasificación ya descrito, suministrado por Krupp Koppers (Uhde), la central cuenta con una planta ASU de alta presión, suministrada por Air Liquide, y un ciclo combinado de SIEMENS, con turbina de gas V94.3 con dos cámaras de combustión laterales de tipo silo horizontal.

La característica principal del diseño de esta central es la integración total entre ASU y ciclo combinado. Esto reduce la flexibilidad de operación pero permite alcanzar una eficiencia neta muy elevada: 42,2% (PCI).

El Diagrama de Bloques del proceso se muestra en la Figura 5.13.

Figura 5.13 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO DE LA CENTRAL GICC DE ELCOGAS



La Central GICC de NUON tiene 253 MW de potencia neta. Esta planta tiene un consumo de diseño de 2.000 t/día de carbón y funciona desde principios de 1994.

Cuenta con un sistema de gasificación suministrado por Shell, una planta ASU de alta presión suministrada por Air Products, y un ciclo combinado de SIEMENS, con turbina de gas V94.2 con dos cámaras de combustión laterales de tipo silo vertical.

Al igual que en ELCOGAS, el diseño es de integración total entre ASU y ciclo combinado con una elevada eficiencia global.

Las diferencias más significativas respecto al proceso de ELCOGAS son:

- El proceso de desulfuración emplea el disolvente *Sulfinol* en lugar de MDEA.
- Se cuenta con un compresor adicional de aire que permite el arranque de la ASU de forma independiente al funcionamiento del Ciclo Combinado.
- En la recuperación de azufre se combina una planta Claus con un proceso SCOT *(Shell Claus Off-gas Treatment)* de tratamiento del gas de cola.
- Se recircula menor proporción del gas (1/2 del total) para enfriamiento.
- El sistema de separación de partículas incluye un ciclón.

c) GASIFICACIÓN EN LECHO ARRASTRADO CON AIRE ENRIQUECIDO

✓ **TECNOLOGÍA MITSUBISHI**

La gasificación se produce en lecho arrastrado, con alimentación seca y empleando aire enriquecido en oxígeno.

La gasificación se desarrolla en dos etapas, con un poder calorífico menor a otros procesos, por este motivo aumenta el costo de tamaño y el de unidades de recuperación de calor y limpieza. La recuperación de azufre se hace por medio de disolución con caliza del cual se obtiene yeso[12].

Esta tecnología ha sido probada en dos plantas piloto de 2 y 200 t/día de carbón y será utilizada en la Central GICC de 250 MW con η_{neta} de 42% en Nakoso, Japón.

d) GASIFICACIÓN EN LECHO FLUIDIZADO A PRESIÓN

✓ **TECNOLOGÍA HTW**

Este sistema puede operar a presiones entre 10 y 30 bar, empleando aire u oxígeno como agentes gasificantes.

El carbón, normalmente lignito, se alimenta al lecho de forma seca. La temperatura de operación es de 800 a 1.000ºC, siempre inferior a la de fusión de las cenizas.

La baja temperatura del proceso supone una baja eficiencia, con elevada producción de alquitranes e inquemados, causante de problemas de ensuciamiento y corrosión de los intercambiadores.

Esta tecnología ha sido desarrollada por Rheinbraun, siendo empleada hasta ahora para la producción de metanol y amoniaco a partir de lignitos.

5.3.11 SITUACIÓN MUNDIAL DE PLANTAS GICC

IMPLICACIONES ECONOMICAS

Los costos de las centrales están determinados por criterios del precio final de la electricidad, los cuales involucran instancias de eficiencia de operación así como también políticas de protección al medio ambiente. Podemos considerar que el costo global de las centrales GICC está determinado por tres categorías: costos fijo, costos variables y costos beneficios sociales y ambientales.

COSTOS FIJOS

Los costos fijos contemplan la inversión inicial necesaria, así como los costos de operación y mantenimiento. Los costos de inversión inicial de las centrales GICC aún son elevados ya que es todavía una tecnología no madura; sin embargo, esto propicia que los costos se reduzcan conforme se comercialice este tipo de centrales debido a la optimización del diseño y la mayor experiencia tecnológica adquirida.

Respecto a las tecnologías competidoras como centrales de carbón pulverizado y de ciclo combinado con gas natural el potencial para reducir los costos de inversión es limitado para el futuro puesto que ya son tecnologías maduras. Por otra parte, debido a las políticas ambientales cada vez más rigurosas en las centrales de carbón pulverizado el costo aumentará como consecuencia de la incorporación de sistemas adicionales para el control de emisiones. Con respecto a las centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural, el precio elevado del combustible en ocasiones puede ocasionar que la planta no opere en forma rentable, teniendo una repercusión en una menor generación anual (MWh/año). Los costos de las plantas GICC varían según autores y los distribuidores de la tecnología según se muestra en la Tabla 5.12.

[12] Kaneko, S. *Project status of 250 MW air-blown GICC demonstration plant.* Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2002.

TABLA 5.12 COSTOS DE UNA CENTAL GICC

COSTO	$/kW
Original Wabash (Indiana)	1681
Actualización de la planta de Tampa	1647
Comunicación directa planta de Wabash	1200
Esperado según DOE	1096

Fuente: Los autores basados en DOE (2000a, 2000b).

Los costos del equipo de una central GICC están concentrados en su mayor parte por el gasificador, que es comparable con el costo de la central completa de ciclo combinado (Tabla 5.13). La parte restante del costo total esta conformada pro la unidad de separación de aire y otros procesos como el de limpieza de gases y tratamiento de aguas residuales.

Los costos de operación y mantenimiento son similares a los de las plantas de carbón pulverizado y superiores a los de las plantas de ciclo combinado de gas natural.

TABLA 5.13. Costo del equipo de la central GICC

CENTRAL GICC	COSTO $/kW
Separador de aire	150
Gasificador	487
Central	449
Limpieza de gases	148
Tratamiento de aguas	105
Electric. SE	121
Obra civil	186
Total	**1647**

COSTOS VARIABLES

Están comprendidos por el costo del combustible (Tabla 5.14) . Las centrales CCGI tienen costos de combustible menores a las centrales de carbón pulverizado y muy particularmente, refiriéndonos al ciclo combinado, costo mucho menor que el gas natural. Esto se debe principalmente a:

- El combustible es mucho más barato que el gas natural, ya que este último está sometido a precios internacionales que tienen comportamientos muy volátiles.
- Elevada eficiencia energética con respecto a las centrales de carbón pulverizado.
- Debido al proceso de gasificación, las centrales GICC tienen la posibilidad de utilizar residuos de vacío o coque de petróleo de menor precio que las centrales de carbón pulverizado.

Los costos esperados para el futuro son de :1000 $/kW de instalación y 1.0c/kWh por combustible, gracias a la maduración de la tecnología y por otra parte a la reducción obtenida de la venta de subproductos como azufre, hidrógeno, vapor, etc., que tienen un valor comercial.

TABLA 5.14. Costo de combustibles.

Combustibles	c/kWh
Combustóleo (vapor)	4.5
Gas natural (CC)	4.3
Carbón pulverizado	1.5
GICC (coque de petróleo o residuos de vacío)	1.0

Fuente los autores basados en DOE (2000 a)

COSTOS BENEFICIOS SOCIALES Y AMBIENTALES

Corresponden al impacto de la instalación y operación de la central sobre los ecosistemas, cultivos agrícolas, empleo, cambio climático, salud de la población, etc., que son efectos difícilmente valorables.

OPORTUNIDADES PARA MEXICO

Considerando el caso de la Refinería de Cadereyta , a la capacidad de diseño se producirían 2870 ton/día de coque. A partir de la gasificación del coque en esta refinería se podrían obtener:

- Sería posible obtener hasta 200mmpcd de H_2 y 120 mmpcd CO_2.
- Con el syngas de la gasificación del coque de Cadereyta se podrían obtener combustibles líquidos sintéticos.
- Por 1 ton/día de coque se puede producir 1 ton/día de amoniaco, de tal forma que el coque de Cadereyta podría producir 2870 ton/día de amoniaco.
- Energía eléctrica como resultado de la instalación de una central GICC con una capacidad de generación bruta de 352 MW.

5.3.12 EJEMPLO DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGIA GICC: PUERTOLLANO ELCOGAS

Como ejemplo de aplicación de la tecnología de GICC consideramos adecuado presentar la estructura que tiene ELCOGAS en Puertollano (España), central con una capacidad de 335 MW (ISO). En las siguientes páginas observaremos la conformación de la planta así como la aplicación de que se le da a los gasificadores.

El combustible utilizado es una mezcla, al 50% en peso, entre carbón de las minas locales y coque de petróleo con un contenido de azufre (5 - 6%). El carbón es de tipo hulla y se caracteriza por un alto contenido en cenizas (41 - 50%).

El Ciclo Combinado de la Central también puede operar con gas natural, que es el combustible utilizado en situaciones de arranque y parada.

En la Tabla 5.15 se presenta un resumen de diseño de la Central GICC de ELCOGAS.

Tabla 5.15 CARACTERISTICAS DE LA CENTRAL GICC ELCOGAS, PUERTOLLANO ESPAÑA

POTENCIA ELECTRICA	TURBINA DEGAS (MW)	TURBINA DEVAPOR (MW)	TOTALBRUTO (MW)	TOTALNETO (MW)
Condiciones del sitio	182.3	135.4	317.7	282.7
EFICIENCIA (PCI) Eficiencia térmica Consumo especifico	**BRUTA** 47.12% 7.647 kJ/kWh		**NETA** 42.2% 8.538Kj/kWh	
EMISIONES	**g/kWh**		**mg/Nm^3 (6% de oxígeno)**	
SO_2	0.07		25	
NOx	0.40		150	
Partículas	0.02		7.5	

COMBUSTIBLE	CARBON	COQUE	MEZCLA
PCI (MJ/kg)	13.10	31.99	22.55

5.3.12.1 DESCRIPCION DE LA CENTRAL

El diseño esta basado en:

a) Isla de Gasificación, con la tecnología de gasificación en lecho arrastrado a presión suministrado por Krupp Koppers (ahora Uhde).

b) Ciclo combinado, suministrado por Siemens, con turbina de gas modelo V94.3.

c) Unidad de fraccionamiento de aire, de alta presión suministrada por Air Liquide.

d) Sistemas auxiliares

a) ISLA DE GASIFICACIÓN

El sistema de gasificación de la planta de lecho arrastrado a presión con alimentación seca. Esta tecnología ha sido adaptada para su aplicación mediante la generación de gas de síntesis a presión.

- **Parque de carbones y sistemas de preparación del combustible.**

El almacenamiento y recepción del carbón y coque de petróleo se realiza en el parque de carbones, el cual tiene una capacidad de almacenamiento de 100,000 t o 40 días de suministro. El traslado del carbón y coque al sistema de preparación de combustible se realiza mediante cintas trasportadoras.

El combustible (carbón y coque al 50% en peso) se mezcla con caliza (entre 2 y 3% en peso) con el fin de rebajar el punto de fusión de las cenizas y se tritura en dos molinos. Después se alimenta dentro de 2 circuitos de secado con gases caliente, provenientes de un calentador con gas natural. Posteriormente, el combustible en polvo se separa de los gases inertes en filtros de mangas y se almacena en dos silos de 200t cada uno.

- **Sistemas de alimentación de combustible y cámara de reacción.**

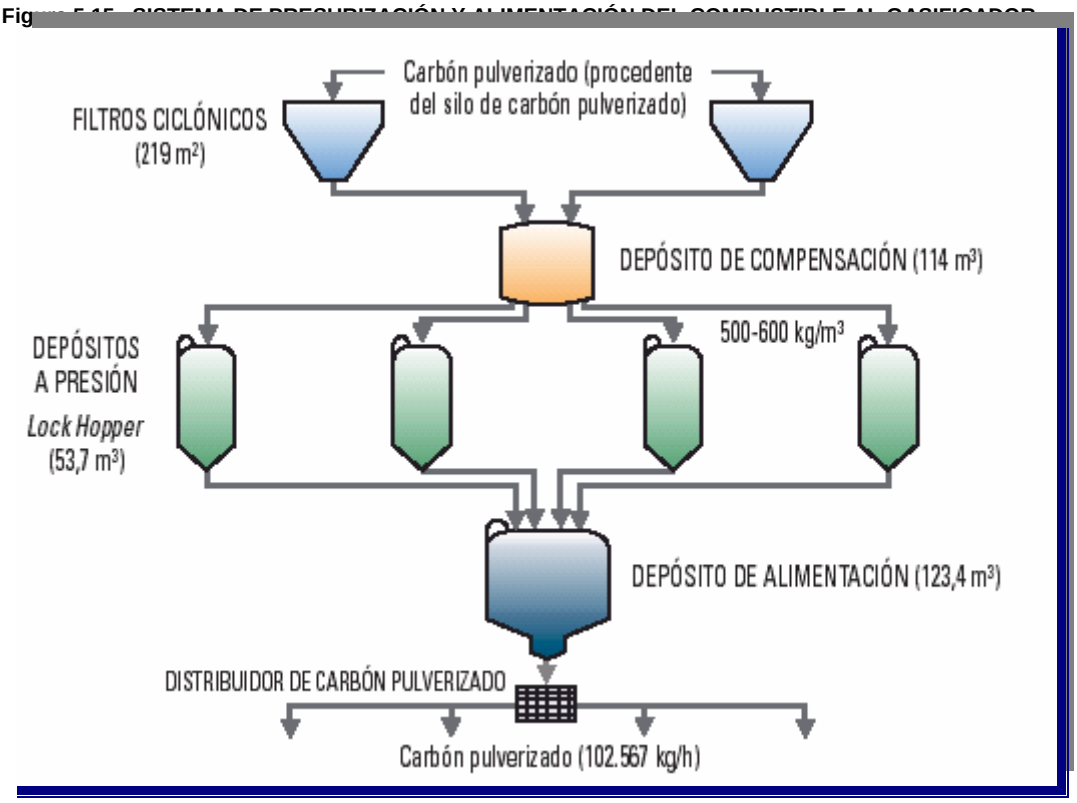
El sistema de alimentación es de tipo seco. El combustible pulverizado se presuriza a 30 bar en un sistema de depósitos a presión y se transporta reumáticamente y seco, con nitrógeno puro, a los cuatro quemadores del gasificado.

Los quemadores, colocados a 90°, se ubican en el interior de la cámara de reacción en un mismo nivel. Disponen de una serie de anillos por los que se introduce la mezcla combustible de oxígeno (85% pureza), vapor de agua y nitrógeno puro de moderación.

La cámara de reacción dispone de refrigeración integrada, generándose vapor de media presión, y esta recubierta por un material refractario.

La Figura 5.15 muestra el esquema del sistema de alimentación

Figura 5.15 SISTEMA DE PRESURIZACIÓN Y ALIMENTACIÓN DEL COMBUSTIBLE AL GASIFICADOR



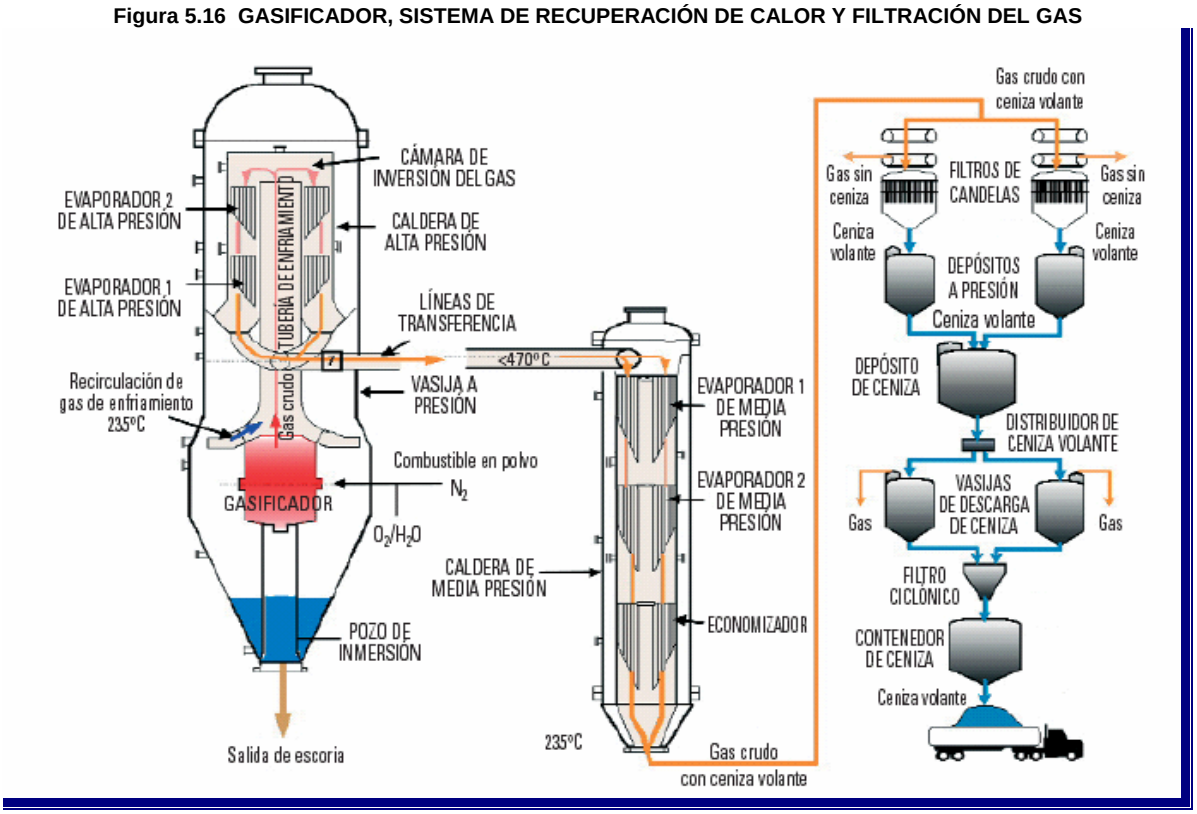
➢ **Sistemas de extracción de escorias.**

La escoria sale del gasificador en estado líquido a una temperatura superior a su punto de fusión, y cae dentro de un baño de agua (mantenida entre 40 - 60°C) donde al enfriarse se obtiene como sólido vitrificado inerte. Un triturador a la descarga permite reducir el tamaño de los sólidos más grandes. El circuito de agua de escorias incorpora un sistema de filtrado para retirar los sólidos en suspensión, denominados finos de escoria.

➢ **Sistemas de enfriamiento y recuperación de calor.**

A la salida de la cámara de reacción, la temperatura del gas se sitúa en torno a los 1550°C. Dado que los sistemas de limpieza del gas trabajan a baja temperatura, es necesario su enfriamiento. Esta energía se aprovecha para producir vapor de media y alta presión que es exportado al ciclo combinado. Figura 5.16.

Figura 5.16 GASIFICADOR, SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR Y FILTRACIÓN DEL GAS



El enfriamiento se produce en tres etapas:

- De 1550°C-800°C. Se realiza por mezcla directa con un gas de recirculación (gas de quench) a 235 °C. La temperatura de 800°C asegura que las cenizas volantes ya se encuentran en estado sólido, evitando así su condensación sobre las superficies de intercambio de calor.

- De 800°C-400 °C. La caldera de convección estará generando vapor de alta presión (230t/h a 126 bar).

- De 400 °C-235 °C. Segunda caldera de convección produce vapor de media presión (23 t/h a 35 bar).

➢ **Sistema de limpieza del gas.**

Este sistema se conforma por los siguientes elementos:

- El gas, después de ser enfriado, pasa por dos filtros cerámicos que reducen al mínimo su contenido en partículas. A la salida de los filtros, parte del caudal de gas se comprime en un compresor centrífugo y se recicla al gasificador como gas de enfriamiento.
- Lavado de gases ácidos. Para retener compuestos contaminantes (HCl,HF,NH_3, HCN y parcialmente H_2S y CO_2), así como las partículas sólidas no extraídas en caso de fallo en los filtro cerámicos, se utiliza el lavado físico con agua del gas bruto restante en un dispositivo tipo Venturi. El agua arrastrada en el lavado es recirculada a través de un separador. Para evitar un aumento continuo el contenido en contaminantes de dicha agua, es extraída del circuito y sometida a un tratamiento de limpieza mediante deserción de gases en condiciones de baja presión.[13]Los gases se envían a la planta Claus de recuperación de azufre y el agua pasa a la planta de tratamiento de efluentes para su depuración final.
- Desulfuración. El proceso de separación consiste en un reactor catalítico de hidrólisis, en el que el COS se transforma en H_2S, y el HCN en NH_3, una columna de absorción con MetilDiEtanolAmina (MDEA), que captura selectivamente H_2S. Esta solución se regenera en una segunda columna, en la que se separa del gas ácido (gas Claus) que es enviado a la planta Claus de recuperación de azufre.
- Recuperación de azufre. Consiste en una planta Claus que consta de dos hornos en paralelo y dos reactores Claus en serie para la conversión de H_2S en azufre sólido elemental. En los hornos se consigue la conversión catalítica de amoniaco (NH_3) y cianhídrico (HCN) en nitrógeno elemental.
- La planta Claus esta diseñada para producir emisión cero, dado que el gas de cola, que contiene compuestos de azufre, es hidrogenado con gas limpio y recirculado al proceso de desulfuración evitando el uso de un incinerador y las consiguientes emisiones de azufre (SO_2) a la atmósfera. En la Tabla 5.16 se presenta la producción y la calidad del azufre.

Tabla 5.16	
Cantidad de S producida	3.1 t/h
Recuperación del S del gas crudo	99.84%
Pureza del S	>99.8% peso

- Tratamiento de efluentes. Esta planta acondiciona el agua utilizada en los proceso de la planta a las condiciones finales de vertido exigidas por la norma. La planta de tratamiento consta de etapas de oxidación, homogenización, decantación, neutralización y filtración.
- Sistemas de preparación del gas limpio. Antes de su combustión en la turbina de gas, el gas limpio se somete a un proceso de saturación con agua y mezcla con nitrógeno residual para reducir la formación de NOx en la combustión y mejorar en la eficiencia la integración.

b) EL CICLO COMBINADO

Suministrado por SIEMENS, puede operar con gas natural y con gas de carbón, manteniendo prestaciones comparables en cuanto a potencia, rendimiento y niveles de emisión. En la Tabla 5.17 se resumen los datos básicos y a continuación se ofrece una breve descripción de sus principales componentes.

Tabla 5.17 DATOS DE DISEÑO DEL CICLO COMBINADO PARA GAS DE CARBÓN Y GAS NATURAL			
Combustible empleado en el ciclo combinado		Gas de síntesis	Gas Natural
Poder calorífico del combustible PCI (kJ/kg)		4.242	49.220
Potencia de turbina de gas (MW)		182,3	195,1
Potencia de turbina de vapor (MW)		135,4	85,6
Potencial eléctrica bruta (MW)		317,7	280,7
Eficiencia bruta del ciclo combinado (%PCI)		52,4	53,1
Emisiones mg/Nm^3(6%O_2)	SO_2 NOx partículas	25 150 7,5	25 250 12,5

[13] El sistema de desorción consiste en una columna ácida para separar CO_2,H_2S y HCN y una columna básica para separar NH_3

Los componentes de un Ciclo combinado ya se han mencionado en el capítulo 3 es por ello que tan solo se dará una breve descripción del funcionamiento y características que tienen en esta central.

➢ **TURBINAS DE GAS.**

Dentro de las partes de una turbina se consideran las siguientes:

- **Cámaras de Combustión**

Se ocupan 2 cámaras laterales del tipo silo horizontal, cada una con ocho quemadores duales y protegidas mediante tejas refractarias. En operación con gas natural se añade vapor de media presión al gas para reducir la formación de NOx.

- **Compresor de aire**

Este proporciona el aire necesario para la combustión, para la refrigeración de los álabes de la turbina y, en modo GICC, para la alimentación de la Unidad de Fraccionamiento de Aire.
Consta de 17 etapas de compresión y dispone de álabes guía en la entrada (IGV) que pueden regular el caudal de aire desde el 75 al 100% de la capacidad del compresor, permitiendo mantener altas eficiencias a cargas parciales.

- **Turbina de expansión y generador**

Tiene cuatro etapas con una corona de álabes móviles y fijos por etapa refrigerados internamente.

La temperatura de salida de gases se controla para que la primera etapa no supere la temperatura admisible para los materiales y recubrimientos utilizados.

La potencia nominal del generador es de 230 MVA, produciendo electricidad a 15.75 kV.

Los datos de la turbina de gas (Figura 5.17) con la que opera la central de Puertollano son:

Modelo	**Siemens V94.3**
Caudal de aire entrada compresor	**537,0 kg/s**
Número de etapas del compresor	**17**
Relación de compresión	**15:1**
Temperatura de combustión	**1,250 °C**
Temperatura de entrada a expansión	**1.120 °C (ISO)**
Número de etapas de expansión	**4**
Temperatura de salida	**539 °C**
Eficiencia térmica	**34,6%**

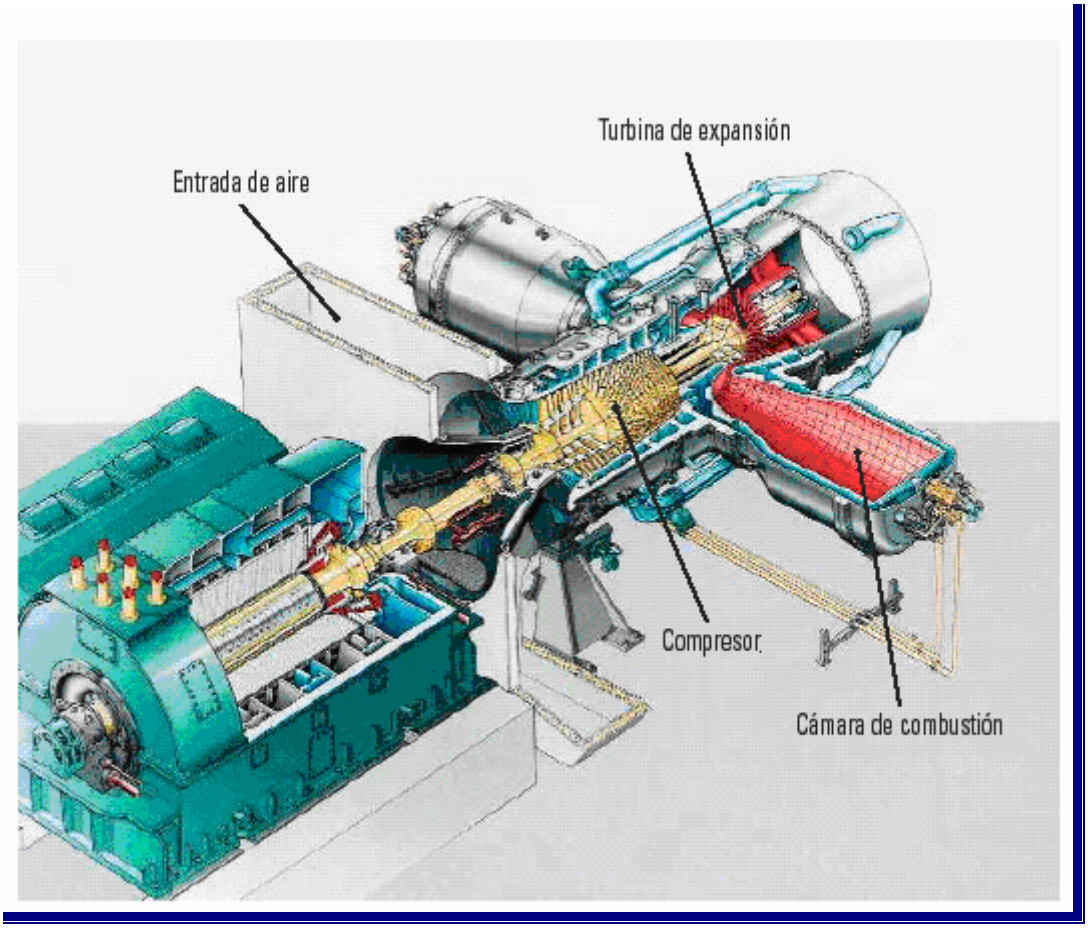


Figura 5.17 TURBINA DE GAS V94.3 CON INTERNOS

- **CALDERA DE RECUPERACION DE CALOR**

Es aquí donde los gases de escape de la turbina de gas se recuperan en una caldera vertical de circulación forzada con tres niveles de presión (127/35/6,5 bar). Consta de aproximadamente 300,000 m^2 de superficie de intercambio distribuida en 10 módulos de haces horizontales de tubos aleteados, precalentador de condensado, evaporador y sobrecalentador de BP, economizador, evaporador, sobrecalentador y recalentador de MP, economizador, evaporador y sobrecalentador de AP.

Los gases de escape en la chimenea tienen una temperatura de 103 °C en operación GICC para evitar condensaciones. Además, esta caldera recalienta el vapor de media y alta presión procedente de la isla de gasificación.

- **TURBINA DE VAPOR**

El modelo de la turbina que opera en esta central es SIEMENS K30-16-1 con ciclo subcrítico de tres niveles de presión y recalentamiento del vapor de media presión (MP). En operación GICC, el vapor sobrecalentado de AP tiene 122 bar/509°C y el recalentado 29 bar/516°C.

La potencia nominal del generador es 176MVA con voltaje de salida de 15,75 kV.

Al igual que en la turbina de gas, el vapor de escape en la etapa de la turbina de vapor de baja presión se condensa en condiciones de vacío (0.07 bar abs) a 40 °C usando agua de refrigeración en un lazo cerrado con torre de tiro natural, la cual es un condensador de superficie con dos pasos y caja de doble caudal donde los tubos son de acero inoxidable. El condensado se devuelve a la caldera mediante las bombas de condensado.

c) UNIDAD DE FRACCIONAMIENTO DE AIRE (ASU).

Esta unidad produce el oxígeno requerido para el proceso de gasificación con una pureza del 85% en volumen. Además produce dos calidades de nitrógeno: Nitrógeno de 99.99% de pureza, utilizado para inertización y transporte del combustible, y el Nitrógeno 98% de pureza (Nitrógeno residual), que se emplea en el Ciclo Combinado para mezclarse con el gas limpio, reduciendo la emisión de NOx y aumentando la potencia de la turbina de gas.

La ASU presenta la ventaja de tener un menor consumo de auxiliares pero con el inconveniente de que tiene una mayor complejidad de la operación y períodos de arranque más largos.

A continuación se presenta una descripción de sus sistemas más importantes:

- **ENFRIAMIENTO Y PURIFICACIÓN**

El aire necesario para el proceso se extrae del compresor de la turbina de gas a 12.7 bar y 397ºC, y es previamente enfriado mediante intercambio de calor con el Nitrógeno Residual y con agua de refrigeración, llegando al límite de batería de la ASU a 128ºC de temperatura. Posteriormente, pasa al sistema de pre-enfriamiento constituido por tres intercambiadores de calor que enfrían el aire hasta 14ºC. En la unidad de purificación se eliminan, mediante adsorción sobre tamices de alúmina y moleculares, las impurezas que arrastra el aire tales como agua y CO2, que deben ser retenidos para evitar bloqueos por solidificación a las temperaturas criogénicas de destilación de -170ºC, además de los hidrocarburos, que en contacto con el oxígeno producto, representarían un factor de riesgo.

- **DESTILACIÓN**

El aire que deja la unidad de purificación se enfría en dos intercambiadores de calor criogénicos (caja fría) en contracorriente con las corrientes provenientes de la columna de destilación.

El fraccionamiento del aire se realiza en la doble columna de destilación, produciendo en la cabeza gas enriquecido en nitrógeno y en el fondo gas rico en oxígeno. La columna opera en dos niveles de presión, requiriendo una presión mínima de aire a la entrada de 8 bar.

- **ALMACENAMIENTO Y SUMINISTRO DE PRODUCTOS**

Los productos de la destilación de aire se comprimen por medio de compresores actuados eléctricamente a la presión requerida por el proceso: oxígeno (>30bar), nitrógeno puro (12 y 50 bar) y nitrógeno residual (18 bar).

Existen depósitos de almacenamiento de oxígeno y nitrógeno líquido que se alimentan de purgas de la columna de destilación o de suministro externo. Ambos depósitos tienen sus correspondientes evaporadores que permiten disponer de estos gases durante el arranque y parada del gasificador.

d) SISTEMAS AUXILIARES

- **SISTEMA DE REFRIGERACIÓN**

Torre evaporadora de tiro natural. Aquí se integran los sistemas de refrigeración del condensador de turbina de vapor y los de refrigeración de auxiliares de planta.

- **DOS CALDERAS AUXILIARES**

Alimentadas por gas natural para la producción de vapor de media y baja presión utilizado en las operaciones de arranque y parada de la planta

- **ANTORCHA**

Los gases producidos en el gasificador durante el arranque de la planta, y los gases evacuados durante la parada, se queman en la antorcha principal. Este sistema está diseñado para admitir el 100% del gas producido en el gasificador.

Se dispone además de una antorcha ácida para operaciones de arranque y paro de la unidad Claus de recuperación de azufre.

- **GENERADOR DIESEL DE EMERGENCIA DE 2.400 KW.**

- **ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA (ERM) DE GAS NATURAL**

La capacidad de diseño es de 62.000 nm^3/h a 25 bar, y 10.000 nm^3/h a 3 bar.

- **PLANTA DE AGUA DESMINERALIZADA DE 2.760 m^3/d DE CAPACIDAD DE DISEÑO.**

Por último en el siguiente diagrama simplificado se muestra el proceso completo de la Central. (Figura 5.18)

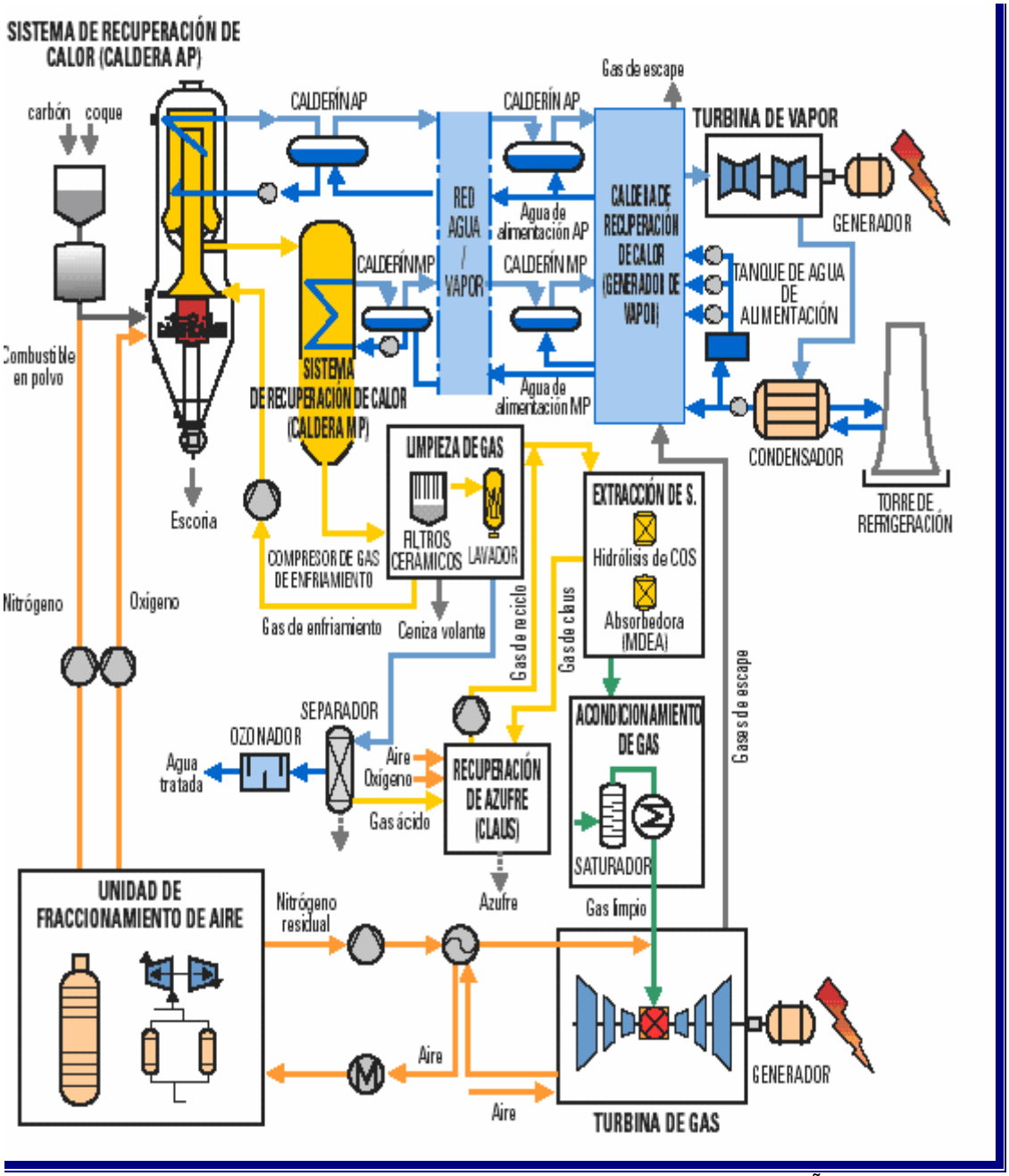


Figura 5.18 CENTRAL GICC DE ELCOGAS EN PUERTOLLANO, ESPAÑA

5.4 Capacidad de generación "Libre" en Centrales Ciclo Combinado con Gasificación Integrada. Ejemplo

Si de la capacidad denominada libre un 75 % se dispusiera por medio de centrales Ciclo Combinado con una eficiencia de 55%, ¿Cual sería el consumo de gas natural a través de estas centrales para cierta energía generada al año?

Ahora bien, si este 75 % de la capacidad libre se tuviera en centrales Ciclo Combinado con Gasificación Integrada con un 45 % de eficiencia, ¿Cuál sería el consumo de carbón necesario para igualar la misma energía al año?

Para determinar estos volúmenes de combustibles tendremos que hacer muchas suposiciones partiendo que desde las preguntas hechas son ya por si mismas condicionadas. Si bien no obtendremos un valor exacto, daremos una idea clara.

Observando los datos presentados en las tablas 1.2 y 1.4, donde se muestra la capacidad instalada y la energía generada en centrales Ciclo Combinado, obtenemos primero el factor de planta de las centrales para cada uno de los años. El factor de planta es la energía generada al año entre la generación que se llegaría a tener si el total de la capacidad instalada trabajara las 24 horas de los 365 días del año.

$$FP = \left(\frac{Energía_{año}[MWh]}{Capacidad[MW] * 8760[h]} \right) * 100 = FP\%$$

Tabla 5.18 Factor de Planta Ciclo Combinado Anual

Año	Capacidad Efectiva MW	Generación de Energía TM/h	Factor de Planta %
1993	1,818	7.631	47.91
1994	1,898	9.099	54.72
1995	1,890	10.399	62.80
1196	1,912	10.661	63.65
1997	1,942	11.233	66.03
1998	2,463	13.183	61.10
1999	2,463	15.526	71.95
2001	3,398	17.712	59.50
2002	5,188	25.377	55.83
2003	7,343	44.765	69.59
2004	10,604	55.047	59.25
		Promedio	**61.12**

La capacidad libre supuesta a Ciclo Combinado es:

$$Capacidad = 6{,}178 * .75 = 4{,}633.5[MW]$$

La energía eléctrica generada en un año sería:

$$Energía_{eléctrica} = FP * Capacidad[MW] * 8760[horas] = Energía_{año}[TWh]$$

$$Energía_{eléctrica} = 0.61 * 4{,}633.5[MW] * 8{,}760 = 24.81[TWh]$$

El Régimen Térmico para el conjunto de centrales Ciclo Combinado es:

$$W_R = \left(\frac{859.83}{0.55} \right) = 1563.327 \left[\frac{kcal}{kWh} \right]$$

Por tanto la energía térmica consumida en un año es:

$$Energía_{térmica} = 1563.327 \left[\frac{kcla}{kWh} \right] * 24.81 \times 10^9 [kWh] = 38{,}787.364 x 10^9 [kcal]$$

Para calcular el consumo de gas natural necesitamos considerar el poder calorífico del gas nacional y del importado. Para la última tercera parte del periodo 2004 – 2014, el consumo de gas natural por parte del sector eléctrico será 40% importado y el resto de la producción nacional, por tanto:

✓ El consumo anual de Gas Natural nacional será:

$$Volumen_{gas} = \left((0.6) * 38{,}787.364 \times 10^{9} [kcal] * \frac{1}{253.75} \left[\frac{ft^3}{kcal} \right] \right) = 91.714 \times 10^{9} [ft^3]$$

El consumo diario es:

$$Volumen_{gas} = 251.271 mmpcd$$

✓ El consumo anual de Gas Natural importado será:

$$Volumen_{gas} = \left((0.4) * 38{,}787.364 \times 10^{9} [kcal] * \frac{1}{259.05} \left[\frac{ft^3}{kcal} \right] \right) = 59.891 \times 10^{9} [ft^3]$$

El consumo diario es:

$$Volumen_{gas} = 164.086 mmpcd$$

Este volumen de gas natural ya esta contemplado en el Balance Nacional 2004 – 2014 ya que la capacidad libre en el plan de expansión fue simulada a Ciclo Combinado, como se ilustra en la gráfica C1.

Si la misma capacidad se tuviera en Centrales GICC y el combustible empleado fuera el carbón. Determinemos el volumen necesario de carbón para igualar la misma cantidad de energía por año considerando el mismo factor de planta obtenido.

El Régimen Térmico para el conjunto de centrales Ciclo Combinado con gasificación integrada es:

$$W_R = \left(\frac{859.83}{0.45} \right) = 1{,}910.73 \left[\frac{kcal}{kWh} \right]$$

Para calcular la energía térmica consumida en un año por estas centrales, supongamos que el proceso de gasificación extrae el 75% del valor real, por lo tanto:

$$Energía_{térmica} = \left(1{,}910.73 \left[\frac{kcla}{kWh} \right] * 24.81 \times 10^{9} [kWh] \right) \left(\frac{1}{75} * 100 \right) = 63{,}209.038 x 10^{9} [kcal]$$

En el cálculo del consumo de carbón necesario nacional e importado se considera que el 40% es de producción nacional y el 60% importado, por tanto:

✓ El consumo anual de Carbón nacional será:

$$Volumen_{carbón} = \left((0.4) * 63{,}209.038 \times 10^{9} [kcal] * \frac{1}{4{,}580.44} \left[\frac{kg}{kcal} \right] \right) = 5.519 \times 10^{9} [kg]$$

$$Volumen_{carbón} = 5.519 \times 10^{6} [Ton]$$

✓ El consumo anual de Gas Natural importado será:

$$Volumen_{carbón} = \left((0.6) * 63{,}209.038 \times 10^{9} [kcal] * \frac{1}{5{,}688.47} \left[\frac{kg}{kcal} \right] \right) = 6.667 \times 10^{9} [kg]$$

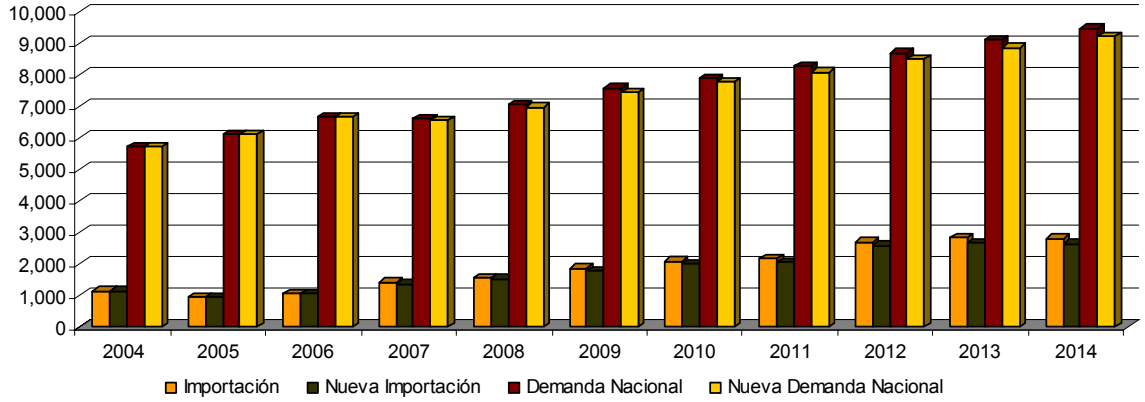
$$Volumen_{carbón} = 6.667 \times 10^{6} [Ton]$$

Las reservas de carbón térmico de MICARE, que es el volumen más significativo y el que principalmente se emplea en la generación de electricidad, asciende a 235.5 millones de toneladas. Por lo tanto, con el consumo de carbón por parte de las centrales GICC el tiempo de vida del mineral sería de aproximadamente 44 años. Sin embargo hay que considerar que el consumo también se realiza por las centrales Carboeléctricas y que estas incrementarán su capacidad durante el periodo 2004 – 2014, con lo que al año 2014 tendrán una capacidad de 3,300 MW. Esto puede hacer que el tiempo real de las reservas de carbón este alrededor de 20 años, además de que la producción deberá incrementarse por arriba del 200%.

Esto hace suponer que las importaciones de Carbón podrían ser de un porcentaje mayor con la finalidad de no agotar las reservas en un periodo tan corto. Sin embargo el mercado internacional del Carbón actualmente presenta mejores condiciones en comparación con el mercado del Gas Natural.

La disminución en la demanda de Gas Natural importado e interna se nota en la siguiente grafica (Gráfica 5.2). El volumen de gas natural calculado se divide en 4 partes y se supone que cada una incide en el consumo en los años 2007, 2009, 2011 y 2013.

Grafica 5.2 Importación y Demanda Nacional 2004 – 2014
mmpcd



A pesar de que la reducción en la Demanda Nacional y en las Importaciones no parece significativo, tengamos en cuenta de que estos datos son de consumo diario. Si consideramos el consumo anual del año 2014, el ahorro de gas natural podría llegar a ser de 151,605 millones de pies cúbicos.

La gasificación da oportunidad de utilizar otro tipo de combustibles como el coque de petróleo y residuos de vacío. Es posible obtener gas de síntesis por medio de estos combustibles y reducir el consumo de carbón, además, si los planes de PEMEX Refinación se llevan a cabo, la producción de estos dos combustibles aumentara pudiendo reducir su importación (del coque) y destinarlos a la generación de electricidad por medio de IGCC.

CONCLUSIONES

Utilizar y aprovechar la energía presente en la naturaleza con la intención de fomentar el desarrollo general demanda hoy una gran responsabilidad. Los recursos científicos, técnicos y humanos, deben encontrar un equilibrio entre el desarrollo nacional y explotación de los recursos naturales.

La producción de energía y sobre todo los efectos que se desarrollan alrededor de esto, deben tener un particular interés en todas las naciones. Esto hace delicado, pero sobre todo imperativo hablar de la situación que prevalece en el país y de los posibles escenarios que pueden presentarse. Así, los temas desarrollados pretenden dar una visión general de cada uno de los aspectos involucrados con el uso de la energía eléctrica, en estos se expone la demanda de energía pronosticada para los próximos 10 años según las expectativas de crecimiento nacional, la situación presente y posible de los energéticos utilizados en la generación de energía, las tecnologías que se utilizan para la generación y los impactos ambientales que generan, costos de las opciones de generación, así como las nuevas tecnologías aplicadas a los procesos de generación.

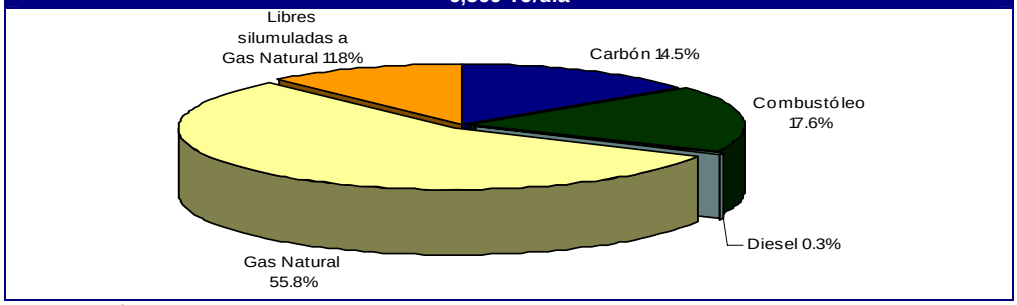
A partir de estos temas daremos nuestra conclusión, la cual engloba cada uno de los temas expuestos y en donde mencionaremos lo que a nuestro parecer forma parte relevante de cada uno y la acción que debe acontecer en el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Las ideas expuestas en esta conclusión, a pesar de estar relacionadas entre si, serán divididas por tema con la finalidad de dar una mejor explicación.

I. RIESGO DE ELEVACIÓN DE PRECIOS Y ESCASEZ DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN MÉXICO.

El panorama de generación de energía eléctrica en México implica analizar la demanda de esta y de los energéticos necesarios para su obtención. Retomando algunos de los datos presentados, son de gran importancia la tasa de crecimiento estimada para la generación de energía eléctrica y para los combustibles utilizados por el sector eléctrico como lo son el gas natural y los petrolíferos.

Acorde a los datos de la Grafica 1.7, el incremento pronosticado en la generación de energía eléctrica desde el año 2005 al 2014 será de 130.2 TWh (59.72%). Además, de la Grafica 4.1 y sin contemplar las centrales en las que aun no se determina el tipo de tecnología a utilizar, se puede ver que un 70.6% del total de la generación de energía eléctrica al año 2014 será obtenido a partir de las centrales Ciclo Combinado, Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna y Turbogás. Con esto, el consumo de los combustibles se pronostica de la siguiente forma. Gráfica C1.

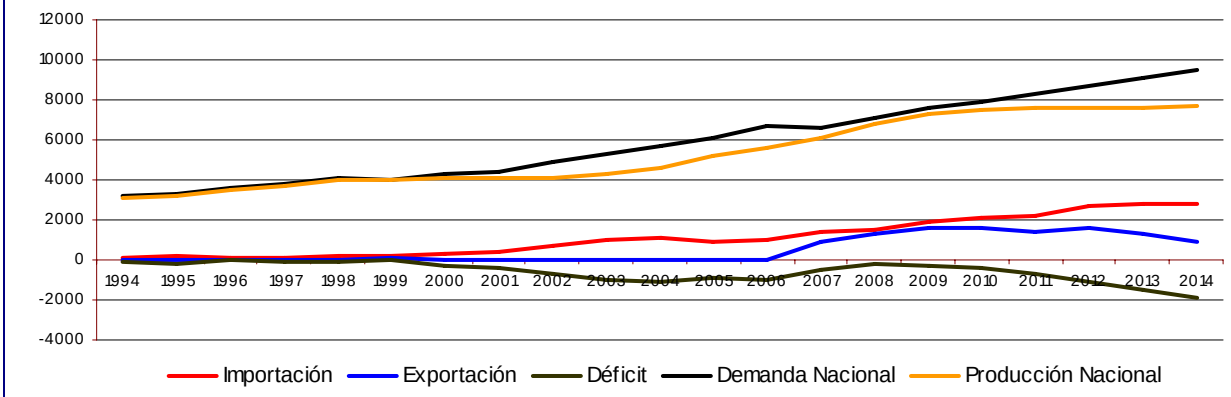
Gráfica C1. PRONOSTICO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA EL AÑO 2014
6,569 TJ/dia



FUENTE: CFE

En la Grafica C1 se aprecia como el consumo del Gas Natural puede representar el 67% del total de combustibles empleados por el sector eléctrico. Por otro lado, retomando los valores presentados en el Balance Nacional de Gas Natural para el periodo 1994 – 2004 y en el pronosticado para el periodo 2004 – 2014, vemos como el volumen de las importaciones de gas natural aumentará notablemente reflejando un incremento en el déficit nacional. Grafica C2.

Gráfica C2. BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL 1994 – 2014
Mmpcd



1. DEPENDENCIA ENERGÉTICA

Las importaciones de Gas Natural en el año 2004 representaron el 19.54% del total de la oferta nacional (Tabla 2.6). Del volumen importado en ese año el sector eléctrico demando el 21.5%. Por otra parte, las terminales de regasificación que importarán Gas Natural Licuado principalmente suministraran gas natural a centrales Ciclo Combinado. Así el sector eléctrico llegará a demandar alrededor de un 60% del total de las importaciones. Por lo tanto, cerca del 40% del gas natural que utilizará el país para generar energía eléctrica será importado.

El hecho de que el país base una importante cantidad de generación de energía eléctrica con el uso de gas natural, entre otros aspectos, implica una dependencia energética por este combustible como lo demuestra el elevado volumen de las importaciones. Además la vida de las reservas probadas de gas natural se estima para 10 años, mismos en los que se plantean estos pronósticos. Con esto, el volumen de las importaciones mantendrá un incremento constante y el agotamiento de las reservas probadas será acelerado y, consecuentemente, se presentarán precios elevados por el combustible.

La dependencia energética es por tanto el gran volumen de las importaciones de gas natural y sobre todo, la necesidad de este en el Sistema Eléctrico Nacional. A pesar de que se garantizará el suministro de gas natural, generar electricidad a partir de gas natural importado aumenta la dependencia hacia la nación o naciones exportadoras y por el precio del combustible definido por los mercados internacionales, además de que el abasto interno tiende a ser vulnerable debido a que la producción continuará siendo hecha por otras naciones.

2. AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Los escenarios para el periodo 2004 – 2014 referentes al comportamiento de la demanda, oferta y producción de gas natural, son definidos por PEMEX como “Escenario Base” (Demanda Base - Oferta Media) y “Alternativos“. Los escenarios “Alternativos” presentan una combinación entre una Demanda Alta o Demanda Baja o Demanda Media y una Oferta Alta u Oferta Base.

Si contemplamos el volumen de demanda interna mostrado en la Tabla 2.8 (Demanda Base), y en el supuesto de tener una Oferta Alta, el aumento porcentual de la producción nacional de gas natural seria de un 9% en el año 2014 y de 15.2% en el año 2012 (en el 2012 coinciden los máximos de producción para los escenarios de Oferta Base y Oferta Alta). En este mismo escenario (Oferta Alta – Demanda Base) el volumen de las importaciones se mantendría constante y el de las exportaciones aumentaría en 73.45% en el año 2014 y de 52.54% en el año 2010 (máximo en la Oferta Base).

Pero si contemplamos que al tener una mayor producción de gas la demanda interna se incrementa, para el año 2014 esta aumentaría en 8.64%, las importaciones en 2.54% y las exportaciones en 10.41%. Lo importante de este segundo escenario alternativo (Oferta Alta –Demanda Alta) es que la demanda de gas por el sector eléctrico presentaría un incremento de 10.10% en ese mismo año (2014).

Como podemos ver, el beneficio al sector eléctrico es directo al aumentar la producción de gas natural ya que en los 3 escenarios posibles la importación de GNL sería el mismo aún si la demanda interna creciera, lo cual sería indicador claro de un incremento del PIB. Tabla C1.

Por lo tanto, la demanda interna de gas natural puede y debe ser satisfecha por un mayor porcentaje de gas de producción nacional, aun más la demanda del sector eléctrico.

Tabla C1. VARIACIÓN EN LOS ESCENARIOS ALTERNATIVOS DE PEMEX PARA EL GAS NATURAL 2004 – 2014

Escenario	Incremento Porcentual al año 2014				
	Producción Nacional	Demanda Nacional	Demanda Sector Eléctrico	Exportación	Importación
Base (Demanda Base - Oferta media)	-	-	-	-	-
Demanda Base – Oferta Alta	9	-	-	73.45	-
Demanda Alta – Oferta Alta	9	8.64	10.10	10.41	2.54

La inversión requerida para las actividades de exploración, extracción y transporte del gas que se contemplan en el Escenario Base no son suficientes, y aunque una parte de las importaciones son consecuencia de las características geográficas del país, al aumentar la capacidad de producción y transporte del combustible se asegura al país un suministro continuo con un precio que puede ser controlado por el mercado interno.

3. NECESIDAD DE LIMITAR EL CONSUMO DEL GAS NATURAL

Independientemente de que se presente uno u otro escenario, el consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica es excesivo. De la Gráfica 2.7, el sector eléctrico consumió en el año 2004 casi el 36% del total nacional, y para el año 2014 se pronostica un consumo de 45.4%.

A pesar de que es un combustible limpio y con muchas ventajas para los procesos en que se emplea, el panorama de generación de energía eléctrica debe mesurar el uso del gas natural ya que su abundancia es finita. Esto hace conveniente contar con centrales generadoras de electricidad que utilicen diferentes combustibles ya que así la dependencia hacia un solo combustible y el agotamiento de este será menor.

Bajo una visión optimista la vida de las reservas totales del país oscila en los 40 años, pero aunque este sea su tiempo real de vida, conforme estas disminuyan el volumen de gas importado aumentará, los costos de extracción serán más complejos y sobre todo el precio del combustible irá en aumento. No es la intención presentar un panorama alarmista, pero si el hacer notar que el uso del gas y de otros combustibles debe ser eficiente y eficaz, eficiente desde el proceso de extracción hasta el uso final satisfaciendo las necesidades de crecimiento industrial. Esto es, la necesidad de limitar el consumo de gas natural es inminente sin que esto signifique limitar, y mucho menos detener, el desarrollo nacional.

II. NECESIDAD DE 2 NUEVAS REFINERÍAS

La situación que se pronostica para los petrolíferos es similar a la del gas natural. Según la Tabla 2.3, el porcentaje de barriles de petróleo crudo equivalente importados diariamente referidos al total de la demanda nacional será de 14.26% en el año 2013 y de 9.73% al año 2014. En este último año se presenta el menor volumen importado del periodo, esto se deberá a la incorporación de un nuevo tren de refinación. Sin embargo esta capacidad aún no es suficiente por que el volumen de importación aun así será de 163.9 mbdpce.

Aunque el sector eléctrico solo represente el 19.2% de la demanda nacional de petrolíferos a lo largo del periodo 2004 – 2014 y principalmente consumiendo combustóleo, la incorporación de una capacidad mayor de refinación propiciaría un aumento en la producción de gasolinas y que subsecuentemente disminuya su importación. Según los pronósticos de PEMEX Refinación, al incorporarse una capacidad de refinación de 150 mdpce la importación de gasolina disminuirá en 34.8% (la tasa media de crecimiento es de -6.4%) y su producción aumentará en casi 10.5% (5.4 puntos por encima del promedio pronosticado para el periodo).

Por lo tanto, la capacidad de refinación que debe incorporarse al Sistema Nacional de Refinación es por lo menos de 200 mbdpce y además debe ser considerada en la primera mitad del periodo, ya que es en este lapso donde se presentan los volúmenes de importación de gasolina más elevados.

III. GASIFICACIÓN DE RESIDUOS DE VACÍO Y CARBÓN

Las plantas Termoeléctricas de Vapor y de Ciclo Combinado actualmente representan casi el 56% de la estructura de generación, además los planes de expansión del Sistema Eléctrico Nacional proponen un aumento de 11.68 GW de capacidad por medio de Ciclo Combinado, cifra que representa un 51.8% del incremento total. Esto es, la estructura del sistema de generación seguirá una tendencia hacia el uso de centrales que consumen gas natural como principal combustible. Referente a esto ya mencionamos los riegos y la posibilidad para minimizarlos (mayor producción de gas natural y diversificar las fuentes de energía), lo que no quiere decir que construir más centrales Ciclo Combinado sea incorrecto, ya que iría en contra de lo que se expuso en los temas 3, 4 y 5.

Es verdad que la central Ciclo Combinado tiene características que la hacen práctica, útil, eficiente, la de menor costo por MW instalado y con un nivel aceptable de emisiones contaminantes. Todas estas características provocan que la aplicación de esta central en la generación de energía sea elevada. Por tanto, revertir la tendencia hacia una tecnología distinta es por el momento inviable ya que las otras formas de generación aun no pueden soportar la demanda actual de energía ni las necesidades de crecimiento. Quizá el único inconveniente en la ampliación del Sistema Eléctrico Nacional por medio de centrales Ciclo Combinado es el agotamiento y elevación del precio del gas natural.

Equilibrar ambos aspectos obliga encontrar alternativas de generación que tengan las mismas o mejores características de una central Ciclo Combinado. Esta opción es sin duda la integración de la gasificación de residuos destilados del petróleo, carbón y de la materia denominada sustitutos del petróleo.

La integración de gasificadores ya se contempla en procesos de cogeneración en algunas refinerías de PEMEX, sin embargo estos proyectos están condicionados por los niveles de inversión con que se cuente.

Por otra parte, el sector eléctrico, al igual que el sector petrolero, requiere de una importante inversión que posibilite la incorporación de procesos de gasificación a las centrales Ciclo Combinado. Esta inversión puede ser equiparable con la que se necesitaría si se pretendiera tener una misma cantidad de MWh por medio de centrales denominadas alternas. Comparando ambas posibilidades (GICC contra plantas eólicas o solares), el factor de planta y las necesidades de espació hacen a la central GICC apta para su implementación en un lapso de tiempo próximo.

Las centrales GICC ofrecen grande ventajas como la utilización y aprovechamiento de combustibles que antes pudieron ser considerados combustibles no aptos para la generación de electricidad, lo que posibilitaría la diversificación de las fuentes de energía. Así el suministro de gas para la producción de energía se haría por medio de gas natural, gas natural licuado y del gas procedente de la gasificación, aumentando el tiempo de vida de las reservas de gas y minimizando aún mas los riegos por abasto de combustible y sobre todo, se daría soporte a la gran infraestructura de centrales Ciclo Combinado que se tendrán en operación en los próximos 10 años.

La inversión en el sector eléctrico y petrolero es consecuencia de las necesidades de desarrollo industrial y social, del agotamiento de los recursos naturales y de las exigencias de condiciones ambientales de calidad. No invertir lo suficiente implica un riesgo mayor que puede llegar a ser aun más costoso para la nación.

IV. DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA

Acorde a uno de las ideas dadas relacionadas con la dependencia energética se retoma el siguiente enunciado.

"…. esto hace conveniente contar con centrales generadoras de electricidad que utilicen diferentes combustibles, ya que así la dependencia hacia un solo combustible y el agotamiento de este será menor".

El nuevo plan de expansión de generación de energía eléctrica ha comenzado a considerar esta situación. Si bien en la distribución porcentual que se pronostica en la generación por tipo de tecnología las centrales Ciclo Combinado tendrán un 52.5%, la incorporación de centrales hidroeléctricas y eoloeléctricas en el plan de expansión acumulan un 12.6%, siendo este el tercer valor de importancia después de las tecnologías aun sin definir (Ver datos de la Gráfica 4.1 y Tabla 4.2). Además a la central Ciclo Combinado Agua Prieta, en el estado de Sonora, se incorporará un campo solar con una capacidad de 25MW.

Por otra parte, la menor producción de combustóleo en las refinerías hará menos probable que se incorporen nuevos proyectos de centrales térmicas convencionales de vapor que emplean combustibles fósiles, y aunque las centrales carboeléctricas sí se incorporarán a la diversificación de fuentes de energía, no debe considerarse al carbón como un combustible principal debido a las elevadas emisiones contaminantes. **Por tanto, al aumentar la producción de coque, asfalto y residuos de vació, se cae en la opción de utilizarlos como combustibles en los gasificadotes (GICC), así también si se utiliza carbón en el proceso de gasificación se crea un gas con mejores condiciones para ser utilizado como combustible.**

También dentro de las centrales térmicas se encuentra la Central Nuclear. Este tipo de tecnología no se contempla en el plan de desarrollo nacional e inclusive muy pocas naciones lo hacen debido a la atmosfera que la palabra genera. Sin embargo en países como China, Indonesia y Estados Unidos, las necesidades de desarrollo y ambientales han regresado a la agenda este tipo de centrales. A nivel mundial en el año 2004 la capacidad instalada de reactores era de 368,386 MW y en enero de 2006 la capacidad adicional planeada sumó 82,220 MW, de los cuales casi un 23% ya estaba en construcción. **Por tanto, si las investigaciones alrededor de esta energía aseguran un control de riesgos en su manipulación y la hacen una alternativa de energía segura y limpia, se debe integrar próximamente en los planes de diversificación.**

A pesar de la gran diversidad ecológica que existe en el país, el 60.7% de la extensión se conforma por suelos someros, por tanto, el potencial hidráulico esta casi agotado en nuestro país, aún más si se considera que las presas de gran capacidad de almacenamiento ya son poco probable de construir. **Sin embargo continuar con la investigación de zonas donde se puedan implementar tecnologías renovables, aunque su capacidad de generación no sea capaz de igualar a los grades conjuntos de centrales térmicas, puede descubrir lugares en donde se desarrollen pequeñas centrales de generación que incorporen su energía a la red de suministro o que den servicio a pequeños pueblos o zonas agrícolas.**

Las opciones de diversificación de fuentes de energía aunque se encuentran restringidas por las condiciones geográficas, sociales y económicas del país, deben ser consideradas seriamente en los planes de desarrollo.

Las opciones para diversificar los combustibles que en primera instancia parecen ser más factibles son las centrales Ciclo Combinado con la integración de gasificadotes que, como ya fue mencionado, emplean carbón, coque de petróleo y residuos de vació. En segundo lugar las Centrales Nucleoléctricas, las cuales deben incorporarse como nuevos proyectos que garanticen seguridad al ambiente y suministro de energía. También se deben incrementar las centrales Eoloeléctricas y Solares ya que este tipo de tecnologías no presenta problemas de emisiones ambientales y de suministro de combustible. Por ultimo, mantener en condiciones adecuadas de operación y hacer eficientes las centrales existentes garantiza que por un lapso mayor de tiempo se disponga de estas fuentes de generación.

V. AHORRO DE ENERGÍA VS LIMITACIONES DE CRECIMIENTO

El tema Ahorro de Energía, aunque no fue expuesto como tal, esta ligado en gran medida a los puntos más importantes antes mencionados, estos son: limitación de consumo, diversificación de los energéticos, eficiencia en los procesos de extracción, transporte y utilización, inversión y modernización en los sectores Eléctrico y Petrolero, y en la aplicación de las nuevas tecnologías de generación.

Así, el ahorro de energía es una medida que debe considerarse implícita en cualquier proyecto en el que se utilice cualquier tipo de energía. Desde el diseño hasta la operación, las medidas de ahorro de energía traen consigo el beneficio de una disminución en el costo por concepto de consumo, además de otros no perceptibles pero que son de gran importancia como la disminución de emisiones contaminantes, del consumo de los recursos no renovables, un aumento en la productividad y en la participación económica y, en consecuencia, un bienestar general y duradero.

Las mediadas de ahorro de energía son ahora más probables de aplicar gracias a las investigaciones y avances tecnológicos que ofrecen equipos y dispositivos con un menor consumo y mejor aprovechamiento de esta.

En México se cuenta con distintos organismos ocupados por la promoción de los programas de ahorro. En materia de energía eléctrica están La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), El Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE), El Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (CFE-PAESE) y el Programa de Ahorro Sistemático Integral (ASI). Estos organismos se encargan de establecer las normas nacionales para el ahorro de energía y de la investigación y promoción de los programas de ahorro. Sin embargo la practica de las medidas involucra una participación activa que va desde los consumidores finales hasta los productores pasando por los organismos rectores, además la promoción de los programas de ahorro y la divulgación de sus beneficios determinará la certeza y beneficio de estos.

Los programas realizados y las cifras de ahorro se presentan en la Tabla C2.

Tabla C2. PROGRAMAS DE AHORRO DE ENERGÍA

PROGRAMA	ACTIVIDAD	AHORRO DE ENERGIA (GWh)	AHORRO DE DEMANDA (MW)
NORMAS OFICALES MEXICAS	Regulación de los consumos energéticos de equipos y dispositivos	14,251	2,567
HORARIO DE VERANO	Aprovechamiento de la luz solar optimizando el uso de la infraestructura eléctrica y de los energéticos empleados.	1,314	948
INSTALACIONES	Apoyo a grandes usuarios industriales, de servicios municipales y comerciales en el estudio y aplicación de programas y medidas de ahorro.	1,136	292
AGROPECUARIO	Rehabilitación de sistemas de bombeo	933	264
INCENTIVOS FIDE	Bonificación a empresas industriales, comerciales y de servicios que instalen equipo de alta eficiencia como alumbrado, motores.	1,136	559
SECTOR DOMESTICO	Fomento a la cultura de ahorro y la normalización de aparatos electrodomésticos. Aislamiento térmico de viviendas y reemplazo de equipos de aire acondicionado y refrigeradores obsoletos por los de alta eficiencia.	427	285
INMUEBLES DE LA ADMINISTRACIÓN PUBLICA FEDERAL	Innovación tecnológica, operación y control eficiente de la de los recursos y de la energía. La CFE fomento el ahorro en sus instalaciones.	202	-

Fuente: CONAE

Los programas aplicados en busca de un uso eficiente de la energía, la consecución de ellos y el aumento de sus logros depende de su buena ejecución, de una responsable formulación de las normas y sobre todo, de la conciencia activa hacia estos programas.

Por otra parte, queremos también decir que ahorro de energía no significa limitación de desarrollo y crecimiento, sino al contrario, es una prueba de la modernidad y desarrollo tecnológico que tiene una nación, ya que los equipos que desarrollan las mismas acciones, otorgan las mismas o mejores comodidades, y sobre todo lo hacen con un mínimo de consumo de energía, al representar un menor gasto de los usuarios deben competir por la preferencia hacia ellos mismos.

Finalmente resaltamos la importancia y el énfasis que se debe dar a los siguientes programas, además de otras posibles medidas que dadas las necesidades de ahorro de energía, ya no parecen exagerados.

- ✓ **Modernización de las centrales de generación de energía eléctrica, aumentado su eficiencia y reduciendo las emisiones contaminantes.**
- ✓ **Modernización de los procesos de extracción, transporte y utilización de los combustibles fósiles.**
- ✓ **Aplicación de la tecnología en la generación de energía eléctrica, principalmente GICC y aleaciones de metales que permitan alcanzar mejores rendimientos en los ciclos de vapor y gas. Así como la construcción de centrales de Eoloeléctricas y Solares para electrificación remota y local.**
- ✓ **Incentivos para el reemplazo de equipos de bombeo, de aire acondicionado y de iluminación en las grandes instituciones del servicio público.**
- ✓ **Reemplazo de alumbrado público de las grandes ciudades por equipo de mayor eficiencia, además de incluir dispositivos de control que recorten el servicio de por lo menos 30% de las unidades a partir de las horas de poca afluencia de usuarios.**
- ✓ **Incentivos para el reemplazo de unidades automotores obsoletos por unidades de mayor rendimiento, principalmente de las unidades de servicio público.**
- ✓ **Constricción de mejores vías de comunicación vial y reactivación del transporte ferroviario de carga y de pasajeros.**
- ✓ **Educación de las nuevas generaciones hacia una conciencia de ahorro.**

La aplicación de muchas de las mediadas antes descritas y sugeridas involucran inversiones grandes de capital tanto a los sectores privados y de gobierno. Pero esto no debe relegarlas en las agendas del desarrollo nacional, por el contrario, si se maneja la promoción de los programas de ahorro no en unidades de MW o MWh, sino por millones de pesos de ahorro en determinado tiempo, adoptarlas como posibilidades serán cada ves más tomado en consideración.

Por otra parte, es necesario que en el ahorro de energía no solo se involucren los organismos antes mencionados, sino también institutos de investigación tecnológica como el Instituto de Investigaciones Eléctricas, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto de Investigaciones Nucleares y Universidades, a los cuales se debe proporcionar el capital suficiente para obtener resultados.

Finalmente, en la normalización de productos, construcciones, procesos industriales, entre otros, se deben ejecutar acciones que obliguen e incentiven cumplir con estas, en primera instancia a las grandes empresas privadas y publicas y posteriormente, a los sectores de servicios y domestico. Estas medidas pueden ser el cobro de impuestos por la no acreditación de normas y otorgar remuneraciones derivadas por su cumplimiento.

El ahorro de energía es sin duda factor determinante en el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional y pronto se convierte en un equivalente de bienestar. El ahorro de energía debe ser una forma de utilizar la energía eléctrica y los recursos naturales para su obtención, en la cual no solo se obtenga la energía para el bien humano inmediato sino en la que se considere a la naturaleza y a sus futuras generaciones como un usuario más.

VI. CONCLUSIÓN FINAL

El país cuenta con diversos factores favorables para hacer frente al desarrollo que prevé un consumo de energía en cantidades importantes.

Se cuenta con un volumen aceptable de reservas de petróleo y de gas natural, experiencia en la diversificación de fuentes de energía además de que existen grandes posibilidades de aplicar los nuevos desarrollos tecnológicos para aprovechar mejor los combustibles de menor calidad que actualmente son desechados, además se cuenta con experiencia suficiente en programas de ahorro de energía que pueden crecer todavía mucho mas.

Así el país se encuentra ante una gran posibilidad de enfrentar el futuro con éxito si se consideran los factores anteriores y se utilizan inteligentemente.

Aunque el panorama energético nacional y mundial no se vislumbra fácil, las posibilidades que tiene México de resolver con éxito sus futuras necesidades energéticas son amplias y optimistas.

ANEXOS

Tabla AI – 1. Propiedades del agua saturada y del vapor saturado (Tabla de Temperaturas)

Temp. °F	Presión psia	Volumen, ft^3/lbm			Entalpía, Btu/lbm			Entropía, Btu/lbm °R			Temp °F
		Líquido V_f	Vaporiz. V_{fg}	Vapor V_g	Líquido H_f	Vaporiz. h_{fg}	Vapor H_g	Líquido S_f	Vaporiz. S_{fg}	Vapor S_g	
32	0.08859	0.01602	3305	3305	-0.02	1075.5	1075.5	0.0000	2.1873	2.1873	32
35	0.09991	0.01602	2948	2948	3.00	1073.8	1076.8	0.0061	2.1706	2.1767	35
40	0.12163	0.01602	2446	2446	8.03	1071.0	1079.0	0.0162	2.1432	2.1594	40
45	0.14744	0.01602	2037.7	2037.8	13.04	1068.1	1081.2	0.0262	2.1164	2.1426	45
50	0.17796	0.01602	1704.8	1704.8	18.05	1065.3	1083.4	0.0361	2.0901	2.1262	50
60	0.2561	0.01603	1207.6	1207.6	28.06	1059.7	1087.7	0.0555	2.0391	2.0946	60
70	0.3629	0.01605	868.3	868.4	38.05	1054.0	1092.1	0.0745	1.9900	2.0645	70
80	0.5068	0.01607	633.3	633.3	48.04	1048.4	1096.4	0.0932	1.9426	2.0359	80
90	0.6981	0.01610	468.1	468.1	58.02	1042.7	1100.8	0.1115	1.8970	2.0086	90
100	0.9492	0.01613	350.4	350.4	68.00	1037.1	1105.1	0.1295	1.8530	1.9825	100
110	1.2750	0.01617	265.4	265.4	77.98	1031.4	1109.3	0.1472	1.8105	1.9577	110
120	1.6927	0.01620	203.25	203.26	87.97	1025.6	1113.6	0.1646	1.7693	1.9339	120
130	2.2230	0.01625	157.32	152.33	97.96	1019.8	1117.8	0.1817	1.7295	1.9112	130
140	2.8892	0.01629	122.98	123.00	107.95	1014.0	1122.0	0.1985	1.6910	1.8895	140
150	3.718	0.01634	97.05	97.07	117.95	1008.2	1126.1	0.2150	1.6536	1.8686	150
160	4.741	0.01640	77.27	77.29	127.96	1002.2	1130.2	0.2313	1.6174	1.8487	160
170	5.993	0.01645	62.04	62.06	137.97	996.2	1134.2	0.2473	1.5822	1.8295	170
180	7.511	0.01651	50.21	50.22	148.00	990.2	1138.2	0.2631	1.5480	1.8111	180
190	9.340	0.01657	40.94	40.96	158.04	984.1	1142.1	0.2787	1.5148	1.7934	190
200	11.526	0.01664	33.62	33.64	168.09	977.9	1146.0	0.2940	1.4824	1.7764	200
210	14.123	0.01671	27.80	27.82	178.15	971.6	1149.7	0.3091	1.4509	1.7600	210
212	14.696	0.01672	26.78	26.80	180.17	970.3	1150.5	0.3121	1.4447	1.7568	212
220	17.186	0.01678	23.13	23.15	188.23	965.2	1153.4	0.3241	1.4201	1.7442	220
230	20.779	0.01685	19.364	19.381	198.33	958.7	1157.1	0.3388	1.3902	1.7290	230
240	24.968	0.01693	16.304	16.321	208.45	952.1	1160.6	0.3533	1.3609	1.7142	240
250	29.825	0.01701	13.802	13.819	218.59	954.4	1164.0	0.3677	1.3323	1.7000	250
260	35.427	0.01709	11.745	11.762	228.76	938.6	1167.4	0.3819	1.3043	1.6862	260
270	41.856	0.01718	10.042	10.060	238.95	931.7	1170.6	0.3960	1.2769	1.6729	270
280	49.200	0.01726	8.627	8.644	249.17	924.6	1173.8	0.4098	1.2501	1.6599	280
290	57.550	0.01736	7.443	7.460	259.4	917.4	1176.8	0.4236	1.2238	1.6473	290
300	67.005	0.01745	6.448	6.466	269.7	910.0	1179.7	0.4372	1.1979	1.6351	300
310	77.67	0.01755	5.609	5.626	280.0	902.5	1182.5	0.4506	1.1726	1.6232	310
320	89.64	0.01766	4.896	4.914	290.4	894.8	1185.2	0.4640	1.1477	1.6116	320
340	117.99	0.01787	3.770	3.778	311.3	878.8	1190.1	0.4902	1.0990	1.5892	340
360	153.01	0.01811	2.939	2.957	332.3	862.1	1194.4	0.5161	1.0517	1.5678	360
380	195.73	0.01836	2.317	2.335	353.6	844.5	1198.0	0.5416	1.0057	1.5473	380
400	247.26	0.01864	1.8444	1.8630	375.1	825.9	1201.0	05667	0.9607	1.5274	400
420	308.78	0.01894	1.4808	1.4977	396.9	806.2	1203.1	0.5915	0.9165	1.5080	420
440	381.54	0.01926	1.1976	1.2169	419.0	785.4	1204.4	0.6161	0.8729	1.4890	440
460	466.9	0.0196	0.9746	0.9942	441.5	763.2	1204.8	0.6405	0.8299	1.4704	460
480	566.2	0.0200	0.7972	08172	464.5	739.6	1204.1	0.6648	0.7871	1.4518	480
500	680.9	0.0204	0.6545	0.6749	487.9	714.3	1202.2	0.6890	0.7443	1.4333	500
520	812.5	0.0209	0.5386	0.5596	512.0	687.0	1199.0	0.7133	0.7013	1.4146	520
540	962.8	0.0215	0.4437	0.4651	536.8	657.5	1194.3	0.7378	0.6577	1.3954	540
560	1133.4	0.0221	0.3651	0.3871	562.4	625.3	1187.7	0.7625	0.6132	1.3757	560
580	1326.2	0.0228	0.2994	0.3222	589.1	589.9	1179.0	0.7876	0.5673	1.3550	580
600	1543.2	0.0236	0.2438	0.2675	617.1	550.6	1167.7	0.8134	0.5196	1.3330	600
620	1786.9	0.0247	0.1962	0.2208	646.9	506.3	1153.2	0.8403	0.4689	1.3092	620
640	2059.9	0.0260	0.1543	0.1802	679.1	454.6	1133.7	0.8686	0.4134	1.2821	640
660	2365.7	0.0277	0.1166	0.1443	714.9	392.1	1107.0	0.8995	0.3502	1.2498	660
680	2708.6	0.0304	0.0808	0.112	758.5	310.1	1068.5	0.9365	0.2720	1.2086	680
700	3094.3	0.0366	0.0386	0.0752	822.4	172.7	995.2	0.9901	0.1490	1.1390	700
705.5	3208.2	0.0508	0	0.508	906.0	0	906.0	1.0612	0	1.0612	705.5

Tabla AI – 2. Propiedades del agua saturada y del vapor saturado (Tabla de Temperaturas)

Presión psia	Temp °F	Volumen, ft^3/lbm			Entalpía, Btu/lbm			Entropía, Btu/lbm °R			Energía, Btu/lbm		
		Líquido V_f	Vaporiz. V_{fg}	Vapor V_g	Líquido h_f	Vaporiz. H_{fg}	Vapor H_g	Líquido S_f	Vaporiz. S_{fg}	Vapor S_g	Líquido U_f	Vaporiz U_{fg}	Presión psia
0.0886	32.018	0.01602	3302.4	3302.4	0.00	1075.5	1075.5	0	2.1872	2.1872	0	1021.3	0.0886
0.10	35.023	0.01602	2945.5	2945.5	3.03	1073.8	1076.8	0.0061	2.1705	2.1766	3.03	1022.3	0.10
0.15	45.453	0.01602	2004.7	2004.7	13.50	1067.9	1081.4	0.0271	2.1140	2.1411	13.50	1025.7	0.15
0.20	53.160	0.01603	1526.3	1526.3	21.22	1063.5	1084.7	0.0422	2.0738	2.1160	21.22	1028.3	0.20
0.30	64.484	0.01604	1039.7	1039.7	32.54	1057.1	1089.7	0.0641	2.0168	2.0809	32.54	1032.0	0.30
0.40	72.869	0.01606	792.0	792.1	40.92	1052.4	1093.3	0.0799	1.9762	2.0562	40.92	1034.7	0.40
0.5	79.586	0.01607	641.5	641.5	47.62	1048.6	1096.3	0.0925	1.9446	2.0370	47.62	1036.9	0.5
0.6	85.218	0.01609	540.0	540.1	53.25	1045.5	1098.7	0.1028	1.9186	2.0215	53.24	1038.7	0.6
0.7	90.09	0.01610	466.93	466.94	58.10	1042.7	1100.8	0.117	1.8966	2.0083	58.10	1040.3	0.7
0.8	94.38	0.01611	411.67	411.69	62.39	1040.3	1102.6	0.1195	1.8775	1.9970	62.39	1041.7	0.8
0.9	98.24	0.01612	368.41	368.43	66.24	1038.1	1104.3	0.1264	1.8606	1.9870	66.24	1042.9	0.9
1.0	101.74	0.01614	333.59	333.60	69.73	1036.1	1105.8	0.1326	1.8455	1.9781	69.73	1044.1	1.0
2.0	126.07	0.01623	173.74	173.76	94.03	1022.1	1116.2	0.1750	1.7450	1.9200	94.03	1051.8	2.0
3.0	14.47	0.01630	118.71	118.73	109.42	1013.2	1122.6	0.2009	1.6854	1.8864	109.41	1056.7	3.0
4.0	152.96	0.01636	90.63	90.64	120.92	1006.4	1127.3	0.2199	1.6428	1.8626	120.90	1060.2	4.0
5.0	162.24	0.01641	73.515	73.53	130.20	1000.9	1131.1	0.2349	1.6094	1.8443	130.18	1063.1	5.0
6.0	170.05	0.01645	61.967	61.98	138.03	996.2	1134.2	0.2474	1.5820	1.8294	138.01	1065.4	6.0
7.0	176.84	0.01649	53.634	53.65	144.83	992.1	1136.9	0.2581	1.5587	1.8168	144.81	1067.4	7.0
8.0	182.86	0.01653	47.328	47.35	150.87	988.5	1139.3	0.2676	1.5384	1.8060	150.84	1069.2	8.0
9.0	188.27	0.01656	42.385	42.40	156.30	985.1	1141.4	0.2760	1.5204	1.7964	156.28	1070.8	9.0
10	193.21	0.01659	38.404	38.42	161.26	982.1	1143.3	0.2836	1.5043	1.7879	161.23	1072.3	10
14.696	21.00	0.01672	26.782	26.80	180.17	970.3	1150.5	0.3121	1.4447	1.7568	180.12	1077.6	14.696
15	213.03	0.01676	26.274	26.29	181.21	969.7	1150.9	0.3137	1.4415	1.7552	181.16	1077.9	15
20	227.96	0.01683	20.070	20.087	196.27	960.1	1156.3	0.3358	1.3962	1.7320	196.21	1082.0	20
30	250.34	0.01701	13.7266	13.744	218.9	945.2	1164.1	0.3682	1.3313	1.6995	218.8	1087.9	30
40	267.25	0.01715	10.4794	10.497	236.1	933.6	1169.8	0.3921	1.2844	1.6765	236.0	1092.1	40
50	281.02	0.01727	8.4967	8.514	250.2	923.9	1174.1	0.4112	1.2474	1.6586	250.1	1095.3	50
60	292.71	0.01738	7.1562	7.174	262.2	915.4	1177.6	0.4273	1.2167	1.6440	262.0	1098.0	60
70	302.93	0.01748	6.1875	6.205	272.7	907.8	1180.6	0.4411	1.1905	1.6316	272.5	1100.2	70
80	312.04	0.01757	5.4536	5.471	282.1	900.9	1183.1	0.4534	1.1675	1.6208	281.9	1102.1	80
90	320.28	0.01766	4.8777	4.895	290.7	894.6	1185.3	0.4643	1.1470	1.6113	290.4	1103.7	90
100	327.82	0.01774	4.4133	4.431	298.5	888.6	1187.2	0.4743	1.1284	1.6027	298.2	1105.2	100
120	341.27	0.01789	3.7097	3.728	312.6	877.8	1190.4	0.4919	1.0960	1.5879	312.2	1107.6	120
140	353.04	0.01803	3.2010	3.219	325.0	868.0	1193.0	0.5071	1.0681	1.5752	324.5	1109.6	140
160	363.55	0.01815	2.8155	2.834	336.1	859.0	1195.1	0.5206	1.0435	1.5641	335.5	1111.2	160
180	373.08	0.01827	2.5129	2.531	346.2	850.7	1196.9	0.5328	1.0215	1.5543	345.6	1112.5	180
200	381.80	0.01839	2.2689	2.287	355.5	842.8	1198.3	0.5438	1.0016	1.5454	354.8	1113.7	200
250	400.97	0.01865	1.8245	1.8432	376.1	825.0	1201.1	0.5679	0.9585	1.5264	375.3	1115.8	250
300	417.35	0.01889	1.5238	1.5427	394.0	308.9	1202.9	0.5882	0.9223	1.5105	392.9	1117.2	300
350	431.73	0.01913	1.3064	1.3255	409.8	794.2	1204.0	0.6059	0.8909	1.4968	408.5	1118.1	350
400	4446.60	0.0193	1.14162	1.1610	424.2	780.4	1204.6	0.6217	0.8630	1.4847	422.7	1118.7	400
450	456.28	0.0195	1.01224	1.0318	437.3	767.5	1204.8	0.6360	0.8378	1.4738	435.7	1118.9	450
500	467.01	0.0198	0.90787	0.9276	449.5	755.1	1204.7	0.6490	0.8148	1.4639	447.7	1118.8	500
550	476.94	0.0199	0.82183	0.8418	460.9	743.3	1204.3	0.6611	0.7936	1.4547	458.9	1118.6	550
600	486.20	0.0201	0.76962	0.7698	471.7	732.0	1203.7	06723	0.7738	1.4461	469.5	1118.2	600
700	503.08	0.0205	0.63505	0.6556	491.6	710.2	1201.8	0.6928	0.7377	1.4304	488.9	1116.9	700
800	518.21	0.0209	0.54809	0.5690	509.8	689.6	119.4	0.7111	0.7051	1.4163	506.7	1115.2	800
900	531.95	0.0212	0.47968	0.5009	526.7	669.7	1196.4	0.7279	0.6753	1.4032	523.2	1113.0	900
1000	544.58	0.0216	0.42436	0.4460	542.6	650.4	1192.9	0.7434	0.6476	1.3910	538.6	1110.4	1000
1100	556.28	0.0220	0.37863	0.4006	557.5	631.5	1189.1	0.7578	0.6216	1.3794	553.1	1107.5	1100
1200	567.19	0.0223	0.34013	0.3625	571.9	613.0	1184.8	0.7714	0.5969	1.3683	566.9	1104.3	1200
1300	577.42	0.0227	0.30722	0.3299	585.6	594.6	1180.2	0.7843	0.5733	1.3577	580.1	1100.9	1300
1400	587.07	0.0231	0.27871	0.3018	598.8	576.5	1175.3	0.7966	0.5507	1.3474	592.9	1097.1	1400
1500	596.20	0.0235	0.25372	0.2772	611.7	558.4	1170.1	0.8085	0.5288	1.3373	605.2	1093.1	1500
2000	635.80	0.0257	0.162266	0.1883	672.1	466.2	1138.3	0.8625	0.4256	1.2881	662.6	1068.6	2000
2500	668.11	0.0286	0.10209	0.1307	731.7	361.6	1093.3	0.9139	0.3206	1.2345	718.5	1032.9	2500
3000	695.33	0.0343	0.05073	0.0850	801.8	218.4	1020.3	0.9728	0.1891	1.1619	782.8	973.1	3000
3208.2	705.47	0.0508	0	0.0508	906.0	0	906.0	1.0612	0	1.0612	875.9	875.9	3208.2

Tabla AI-3. Propiedades del vapor sobrecalentado.

Pres.abs. Psia (temp. de sat)		Temperatura, °F															
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
1	V	…	392.5	452.3	511.9	571.5	631.1	690.7								
(101.74)	H	…	1150.2	1195.7	1241.8	1288.6	1336.1	1384.5								
	S	…	2.0509	2.1152	2.1722	2.2237	2.2708	2.3144								
5	V	…	78.14	90.24	102.24	114.21	126.15	138.08	150.01	161.94	173.86	185.78	197.70	209.62	221.53	233.45
(162.24)	H	…	1148.6	1194.8	1241.3	1288.2	1335.9	1384.3	1433.6	1483.7	1534.7	1586.7	1639.6	1693.3	1748.0	1803.5
	s	…	1.8716	1.9369	1.9943	2.0460	2.0932	2.1369	2.1776	2.2159	2.2521	2.2866	2.3194	2.3509	2.3811	2.4101
10	V	…	38.84	44.98	51.03	57.04	63.03	69.00	74.98	80.94	86.91	92.87	98.84	104.80	110.76	116.72
(193.21)	H	…	1146.6	1193.7	1240.6	1287.8	1335.5	1384.0	1433.4	1483.5	1534.6	1586.6	1639.5	1693.3	1747.9	1803.4
	S	…	1.7928	1.8593	1.9173	1.9696	2.0166	2.0603	2.1011	2.1394	2.1757	2.2101	2.2430	2.2744	2.3046	2.3337
15	V	…	…	29.899	33.693	37.985	41.986	45.978	49.964	53.946	57.926	61.905	65.882	69.858	73.833	77.807
(213.03)	H	…	…	1192.5	1239.9	1287.3	1335.2	1383.8	1433.2	1483.4	1534.5	1586.5	1639.4	1693.2	1747.8	1083.4
	S	…	…	1.8134	1.8720	1.9242	19717	2.0155	2.0563	2.0946	2.1309	2.1653	2.1982	2.2297	2.2599	2.2890
20	V	…	…	22.356	25.428	28.457	31.466	34.465	37.458	40.447	43.435	46.420	49.405	52.388	55.370	58.352
(227.96)	H	…	…	1191.4	1239.2	1286.9	1334.9	1383.5	1432.9	1483.2	1534.5	1586.3	1639.8	1693.1	1747.8	1803.3
	S	…	…	1.7805	1.8397	1.8921	1.9397	1.9836	2.0244	2.0628	2.0991	2.1336	2.1665	2.1979	2.2282	2.2572
40	V	…	…	11.036	12.624	14.165	15.685	17.195	18.699	20.199	21.697	23.194	24.689	26.183	27.676	29.168
(267.25)	H	…	…	1186.6	1236.4	1285.0	1333.6	1382.5	1432.1	1482.5	1533.7	1585.8	1638.8	1692.7	1747.5	1803.0
	S	…	…	1.6992	1.7608	1.8143	1.8624	1.9065	1.9476	1.9860	2.0224	2.0569	2.0899	2.1224	2.1516	2.1807
60	V	…	…	7.257	8.354	9.400	10.425	11.438	12.446	13.450	14.452	15.452	16.450	17.448	18.445	19.441
(292.71)	H	…	…	1181.6	1233.5	1283.2	1332.3	1381.5	1431.3	1481.8	1533.2	1585.3	1638.4	1692.4	1747.1	1802.8
	S	…	…	1.6492	1.7134	1.7681	1.8168	1.8612	1.9024	1.9410	1.9774	2.0120	2.0450	2.0765	2.1068	2.1359
80	V	…	…	…	6.218	7.018	7.794	8.560	9.319	10.075	10.829	11.581	12.331	13.081	13.829	14.577
(312.04)	H	…	…	…	1230.5	1281.3	1330.9	1380.5	1430.5	1481.1	1532.6	1584.9	1638.0	1692.0	1746.8	1802.5
	S	…	…	…	1.6790	1.7349	1.7842	1.8289	1.8702	1.9089	1.9454	1.98000	2.0131	2.0446	2.0750	2.1041
100	V	…	…	…	4.935	5.588	6.216	6.833	7.443	8.050	8.655	9.258	9.860	10.460	11.060	11.659
(327.82)	H	…	…	…	1227.4	1279.3	1329.6	1379.5	1429.7	1480.4	1532.2	1584.4	1637.6	1691.6	1746.5	1802.2
	S	…	…	…	1.6516	1.7088	1.7586	1.8036	1.8451	1.8839	1.9205	1.9552	1.9883	2.0199	2.0502	2.0794
120	V	…	…	…	4.0876	4.6341	5.1637	5.6831	6.1928	6.7006	7.2060	7.7096	8.2119	8.7130	9.2134	9.7130
(341.27)	H	…	…	…	1224.1	1277.4	1328.8	1378.4	1428.8	1479.8	1531.4	1583.9	1637.1	1691.3	1746.2	1802.0
	S	…	…	…	1.6286	1.6872	1.7376	1.7829	1.8246	1.8635	1.9001	1.9349	1.9680	1.9996	2.0300	2.0592
140	V	…	…	…	3.4661	3.9526	4.4119	4.8585	5.2995	5.7364	6.1709	6.6036	7.0349	7.4652	7.8946	8.3233
(353.04)	H	…	…	…	1220.8	1275.3	1326.8	1377.4	1428.0	1479.1	1530.8	1583.4	1636.7	1690.9	1745.9	1801.7
	S	…	…	…	1.6085	1.6686	1.7196	1.7652	1.8071	1.8461	1.8828	1.9176	1.9508	1.9825	2.0129	2.0421
160	V	…	…	…	3.0060	3.4413	3.8480	4.2420	4.6295	5.0132	5.3945	5.7741	6.1522	6.5293	6.9055	7.2811
(363.55)	H	…	…	…	1217.4	1273.3	1323.4	1376.4	1427.2	1478.4	1530.3	1582.9	1636.3	1690.5	1745.6	1801.4
	S	…	…	…	1.5906	1.6522	1.7039	1.7499	1.7919	1.8310	1.8678	1.9027	1.9359	1.9676	1.9980	2.0273
180	V	…	…	…	2.6474	3.0433	3.4093	3.7621	4.1084	4.4508	4.7907	5.1289	5.4657	5.8014	6.1363	6.7404
(373.08)	H	…	…	…	1213.8	1271.2	1324.0	1375.3	1426.3	1477.7	1529.7	1582.4	1635.9	1690.2	1745.3	1801.2
	S	…	…	…	1.5743	1.6376	1.6900	1.7362	1.7784	1.8176	1.8545	1.8894	1.9227	1.9545	1.9849	2.0142
200	V	…	…	…	2.3598	2.7247	3.0583	3.3783	3.6915	4.0008	4.3077	4.6128	4.9165	5.2191	5.5209	5.8219
(381.80)	H	…	…	…	1210.1	1269.0	1322.6	1374.3	1425.5	1477.0	1529.1	1581.9	1635.4	1689.8	1745.0	1800.9
	S	…	…	…	1.5593	1.6242	1.6773	1.7239	1.7663	1.8037	1.8426	1.8776	1.9109	1.9427	1.9732	2.0025
250	V	…	…	…	…	2.1504	2.4662	2.6872	2.9410	3.1909	3.4382	3.6837	3.9278	4.1709	4.4131	4.6546
(400.97)	H	…	…	…	…	1263.5	1319.0	1371.6	1423.4	1475.3	1527.6	1580.6	1634.4	1688.9	1744.2	1800.2
	S	…	…	…	…	1.5951	1.6502	1.6976	1.7405	1.7801	1.8173	1.8524	1.8858	1.9177	1.9482	1.9776
300	V	…	…	…	…	1.7665	2.004	2.2263	2.4407	2.6509	2.8585	3.0643	3.2688	3.4721	3.6746	3.8764
(417.35)	H	…	…	…	…	1257.7	1315.2	1368.9	1421.3	1473.6	1526.2	1579.4	1633.3	1688.0	1743.4	1799.6
	S	…	…	…	…	1.5703	1.6274	1.6758	1.7192	1.7591	1.7964	1.8017	1.8652	1.8972	1.9278	1.9572
350	V	…	…	…	…	1.4913	1.7028	1.8970	2.0832	2.2652	2.4445	2.6219	2.7980	2.9730	3.1471	3.3205
(431.73)	H	…	…	…	…	1251.5	1311.4	1366.2	1419.2	1471.8	1524.7	1578.2	1632.3	1687.1	1742.6	1798.9
	S	…	…	…	…	1.5483	1.6077	1.6571	1.7009	1.7411	1.7787	1.8141	1.8477	1.8798	1.9105	1.9400
400	V	…	…	…	…	1.2841	1.4763	1.6499	1.8151	1.9759	2.1339	2.2901	2.4450	2.5987	2.7515	2.9037
(444.60)	H	…	…	…	…	1245.1	1307.4	1363.4	1417.0	1470.1	1523.3	1576.9	1631.2	1686.2	1741.9	1798.2
	S	…	…	…	…	1.5282	1.5901	1.6406	1.6850	1.7255	1.7632	1.7988	1.8325	1.8647	1.8955	1.9250
500	V	…	…	…	…	0.9919	1.1584	1.3037	1.4397	1.5708	1.6992	1.8256	1.9507	2.0746	2.1977	2.3200
(467.01)	H	…	…	…	…	1231.2	1299.1	1357.7	1412.7	1466.6	1520.3	1574.4	1629.1	1686.4	1740.3	1796.9
	S	…	…	…	…	1.4921	1.5595	1.6123	1.6578	1.6990	1.7371	1.7730	1.8069	1.8393	1.8702	1.8998
600	V	…	…	…	…	0.7944	0.9456	1.0726	1.1892	1.3008	1.4093	1.5160	1.6211	1.7252	1.8284	1.9309
(486.20)	H	…	…	…	…	1215.9	1290.3	1351.8	1408.3	1463.0	1517.4	1571.9	1627.0	1682.6	1738.8	1795.6
	s	…	…	…	…	1.4590	1.5329	1.5844	1.6351	1.6769	1.7155	1.7517	1.7859	1.8184	1.8494	1.8792
700	V	…	…	…	…	…	0.7928	0.9072	1.0102	1.1078	1.2023	1.2948	1.3858	1.4757	1.5647	1.6530
(503.08)	H	…	…	…	…	…	1281.0	1345.6	1403.7	1459.4	1514.4	1569.4	1624.8	1680.7	1737.2	1794.3
	S	…	…	…	…	…	1.5090	1.5673	1.6154	1.6580	1.6970	1.7335	1.7679	1.8006	1.8318	1.8617
800	V	…	…	…	…	…	0.6774	0.7828	0.8759	0.9631	1.0470	1.1289	1.2093	1.2885	1.3669	1.4446
(518.21)	H	..	…	…	…	…	1271.1	1339.3	1399.1	1455.8	1511.4	1566.9	1622.7	1678.9	1735.7	1792.9
	S	…	…	…	…	…	1.4869	1.5484	1.5980	1.6413	1.6807	1.7175	1.7522	1.7851	1.8164	1.8464
900	V	…	…	…	…	…	0.5869	0.6858	0.7713	0.8504	0.9262	0.9998	1.0720	1.1430	1.2131	1.2825
(531.95)	H	…	…	…	…	…	1260.6	1332.7	1394.4	1452.2	1508.5	1564.4	1620.6	1677.1	1734.1	1791.6
	S	…	…	…	…	…	1.4659	1.5311	1.5822	1.6263	1.6662	1.7033	1.7382	1.7713	1.8028	1.8329
1000	V	…	…	…	…	…	0.5137	0.6080	0.6875	0.7603	0.8295	0.8966	0.9622	1.0255	1.0901	1.1529
(544.58)	H	…	…	…	…	…	1249.3	1325.9	1389.6	1448.5	1504.4	1561.9	1618.4	1675.3	1732.5	1790.3
	S	…	…	…	…	…	1.4457	1.5149	1.5677	1.6126	1.6530	1.6905	1.7256	1.7589	1.7905	1.8207

Tabla AI-3. Propiedades del vapor sobrecalentado. (Continuación)

Pres.ab. Psia (temp. de sat)		Temperatura, °F														
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
1100 (556.28)	V	…	…	…	…	…	0.4531	0.5440	0.6188	0.6865	0.7505	0.8121	0.8723	0.9313	0.9894	1.0468
	H	…	…	…	…	…	1237.3	1318.8	1384.7	1444.7	1502.4	1559.4	1616.3	1673.5	1731.0	1789.0
	S	….	…	…	…	…	1.4259	1.4996	1.5542	1.6000	1.6410	1.6787	1.7141	1.7475	1.7793	1.8097
1200 (567.19)	V	…	…	…	…	…	0.4016	0.4905	0.5615	0.6250	0.6845	0.7418	0.7974	0.8519	0.9055	0.9584
	H	…	…	…	…	…	1224.2	1311.5	1379.7	1440.9	1499.4	1556.9	1614.2	1671.6	1729.4	1787.6
	S	…	…	…	…	…	1.4061	1.4851	1.5415	1.5883	1.6298	1.6679	1.7035	1.7371	1.7691	1.7996
1400 (587.07)	V	…	…	…	…	…	0.3176	0.4059	0.4712	0.5282	0.5809	0.6311	0.6798	0.7272	0.7737	0.8195
	H	…	…	…	…	…	1194.1	1296.1	1369.3	1433.2	1493.2	1551.8	1609.9	1668.0	1726.3	1785.0
	S	…	…	…	…	…	1.3652	1.4575	1.5182	1.5670	1.6096	1.6484	1.6845	1.7185	1.7503	1.7815
1600 (604.87)	V	…	…	…	…	…	…	0.3415	0.4032	0.4555	0.5031	0.5482	0.5915	0.6336	0.6748	0.7153
	H	…	…	…	…	…	…	1279.4	1358.5	1425.2	1486.9	1546.6	1605.6	1664.3	1723.2	1782.3
	S	…	…	…	…	…	…	1.4312	1.4968	1.5478	1.5916	1.6312	1.6678	1.7022	1.7347	1.7657
1800 (621.02)	V	…	…	…	…	…	…	0.2906	0.3500	0.3988	0.4426	0.4836	0.5229	0.5609	0.5980	0.6343
	H	…	…	…	…	…	…	1261.1	1347.2	1417.1	1480.6	1541.1	1601.2	1660.7	1720.1	1779.7
	S	…	…	…	…	…	…	1.4054	1.4768	1.5302	1.5753	1.6156	1.6528	1.6876	1.7204	1.7516
2000 (635.80)	V	…	…	…	…	…	….	0.2488	0.3072	0.3534	0.3942	0.4320	0.4680	0.5027	0.5365	05695
	H	…	…	…	…	…	…	1240.9	1353.4	1408.7	1474.1	1536.2	1596.9	1657.0	1717.0	1777.1
	S	…	…	…	…	…	…	1.3794	1.4578	1.5138	1.5603	1.6014	1.6391	1.6743	1.7075	1.7389
2500 (668.11)	V	…	…	…	…	…	…	0.1681	0.2293	0.2712	0.3068	0.3390	0.3692	0.3980	04259	0.4529
	H	…	…	…	…	…	…	1176.7	1303.4	1386.7	1457.5	1522.9	1585.9	1647.8	1709.2	1770.4
	S	…	…	…	…	…	…	1.3076	1.4129	1.4766	1.5269	1.5703	1.6094	1.6456	1.6796	1.7116
3000 (695.33)	V	…	…	…	…	…	…	0.0982	0.1759	0.2161	0.2484	0.2770	0.3033	0.3282	0.3522	0.3753
	H	…	…	…	…	…	…	1060.5	1267.0	1363.2	1440.2	1509.4	1574.8	1638.5	1701.4	1763.8
	S	…	…	…	…	…	…	1.1966	1.3692	1.4429	1.4976	1.5434	1.5841	1.6214	1.6561	1.6888
3200 (705.08)	V	…	…	…	…	…	…	…	0.1588	0.1987	0.2301	0.2576	0.2827	0.3065	0.3291	0.3510
	H	…	…	…	…	…	..	…	1250.9	1353.4	1433.1	1503.8	1570.3	1634.8	1698.3	1761.2
	S	…	…	…	…	…	…	…	1.3515	1.4300	1.4866	1.5335	1.5749	1.6126	1.6477	1.6806
3500	V	…	…	…	…	…	…	…	0.1364	0.1764	0.2066	0.2326	0.2563	0.2784	0.2995	0.3198
	H	…	…	…	…	…	…	…	1224.6	1338.2	1422.2	1495.5	1563.3	1629.2	1693.6	1757.2
	S	…	…	…	…	…	…	…	1.3242	1.4112	1.4709	1.5194	1.5618	1.6002	1.6358	1.6691
4000	V	…	…	…	…	…	…	…	0.1052	0.1463	0.1752	0.1994	0.2210	0.2411	0.2601	0.2783
	H	…	…	…	…	…	….	…	1174.3	1311.6	1403.6	1481.3	1552.2	1619.8	1685.7	1750.6
	S	…	…	…	…	…	…	…	1.2754	1.3807	1.4461	1.4976	1.5417	1.5812	1.6177	1.6516
5000	V	…	…	…	…	…	…	…	0.0591	0.1038	0.1312	0.1529	0.1718	0.1890	0.2050	0.2203
	H	…	…	…	…	…	…	…	1042.9	1252.9	1364.4	1452.1	1529.1	1600.9	1670.0	1737.4
	S	…	…	..	…	…	…	…	1.1593	1.3207	1.4001	1.4582	1.5061	1.5481	1.5863	1.6216
6000	V	…	…	…	…	….	…	…	0.0397	0.0757	0.1020	0.1221	0.1391	0.1544	0.1684	0.1817
	H	…	…	…	…	…	…	…	945.1	1188.8	1323.6	1422.3	1505.9	1582.0	1654.2	1724.2
	S	…	…	…	…	…	…	…	1.0746	1.2616	1.3574	1.4229	1.4748	1.5194	1.5593	1.5960
7000	V	…	…	…	…	…	…	…	0.0334	0.0573	0.0816	0.1004	0.1160	0.1298	0.1424	0.1542
	H	…	…	…	…	…	…	…	901.8	1124.9	1281.7	1392.2	1482.6	1563.1	1638.6	1711.1
	S	…	…	…	…	…	…	…	1.0350	1.2055	1.3171	1.3904	1.4466	1.4938	1.5355	1.5735

Tabla AII – 1. Gas Ideal. Propiedades del aire, Entropía estándar a 14.504 lbf/in².					
T °R	v ft³/lbm	h Btu/lbm	s ft³/(lbm°R)	P_r	v_r
360	9.19389	86.05868	1.543562	0.270	493.4700
380	9.70466	90.83535	1.556334	0.326	431.2700
400	10.21546	95.62306	1.568623	0.390	379.5200
420	10.72623	100.4108	1.580290	0.463	336.0700
440	11.23700	105.2019	1.591439	0.545	299.2600
460	11.74777	109.9896	1.602071	0.636	267.8600
480	12.25854	114.7808	1.612289	0.738	240.8800
500	12.76931	119.5754	1.622057	0.852	217.5400
520	13.28008	124.3700	1.631481	0.973	197.2440
536.67	13.70580	128.3804	1.639213	1.091	182.2880
540	13.79085	129.1795	1.640697	1.115	179.4910
560	14.30162	133.9662	1.649258	1.266	163.8850
580	14.81239	138.7677	1.657680	1.432	150.1040
600	15.32316	143.5761	1.665827	1.612	137.8800
620	15.83393	148.3845	1.673697	1.809	126.9930
660	16.85551	158.0186	1.688747	2.253	108.5270
700	17.87705	167.6735	1.702969	2.772	93.5670
720	18.38781	172.5264	1.709976	3.061	87.1370
760	19.40935	182.2023	1.722886	3.706	75.9780
800	20.43089	191.9227	1.735347	4.445	66.6780
850	21.70784	204.1250	1.750121	5.515	57.0950
900	22.98474	216.4046	1.764342	6.766	49.2780
1000	25.53863	241.0942	1.790162	9.892	37.4520
1050	26.81557	253.5589	1.802347	11.812	32.9330
1100	28.09247	266.0960	1.814014	14.003	29.1030
1150	29.36942	278.7090	1.825233	16.492	25.8340
1200	30.64636	291.4049	1.836037	19.307	23.0260
1250	31.92327	304.1802	1.846462	22.480	20.6000
1300	33.20021	317.0314	1.856730	26.042	18.4939
1350	34.47715	329.9655	1.866310	30.028	16.6559
1400	35.75406	342.9789	1.875768	34.474	15.0451
1450	37.03100	356.0683	1.884950	39.418	13.6278
1500	38.30794	369.2095	1.893890	44.902	12.3761
1550	39.58485	382.4784	1.902554	50.967	11.2669
1600	40.86179	395.7957	1.911011	57.658	10.2807
1650	42.13873	409.1819	1.919261	65.021	9.4013
1700	43.41567	422.6372	1.927304	73.107	8.6149
1750	44.69258	436.1408	1.935140	81.966	7.9098
1800	45.96952	449.7912	1.943010	91.651	7.2760
1850	47.24646	463.3966	1.950259	102.218	6.7050
1900	48.52337	477.1074	1.957577	113.729	6.1894
1950	49.80031	490.8768	1.964722	126.236	5.7228
2000	51.07725	504.7014	1.971729	139.809	5.2997
2050	52.35416	518.5813	1.978599	154.512	4.9153
2100	53.63110	532.5129	1.985295	170.412	4.5654
2150	54.90804	546.4964	1.991888	187.581	4.2463
2200	56.18495	560.5281	1.998343	206.090	3.9548
2250	57.46189	574.6641	2.004867	226.020	3.6880
2300	58.73883	588.7297	2.010873	247.440	3.4436
2350	60.01577	602.8996	2.006593	270.450	3.2192
2400	61.29268	617.1074	2.022955	295.110	3.0129
2450	62.56962	631.3600	3.028823	321.520	2.8230
2500	63.84657	645.6507	2.034588	349.780	2.6479

Tabla AII – 1. Gas Ideal. Propiedades del aire, Entropía estándar a 14.504 lbf/in². (Continuación)

T °R	v ft³/lbm	h Btu/lbm	s ft³/(lbm°R)	P_r	v_r
2550	65.12347	659.9827	2.040283	379.970	2.4863
2600	66.40041	674.3493	2.045841	412.200	2.3368
2650	67.67736	688.7539	2.051329	446.560	2.1985
2700	68.95426	703.2630	2.056955	483.160	2.0703
2750	70.23120	717.6735	2.062064	522.070	1.9515
2800	71.50815	732.1712	2.067276	563.430	1.8411
2850	72.78505	746.7035	2.072420	607.340	1.7385
2900	74.06200	761.2703	2.077494	653.930	1.6430
2950	75.33894	775.8716	2.082465	703.300	1.5540
3000	76.61588	793.2344	2.087401	755.580	1.4710
3050	77.89279	805.1433	2.092233	810.890	1.3935
3100	79.16973	819.8136	2.096997	869.370	1.3210
3150	80.44667	834.5930	2.101933	931.140	1.2533
3200	81.72358	849.2233	2.106351	996.330	1.1899
3250	83.00052	863.9972	2.110942	1065.100	1.1305
3300	84.27746	878.7711	2.115430	1137.570	1.0747
3350	85.55437	893.5796	2.119883	1213.390	1.0224
3400	86.83131	908.3880	2.124266	1294.210	0.9733
3450	88.10825	923.2309	2.128616	1378.690	0.9271
3500	89.38516	938.1084	2.132896	1467.480	0.8836
3550	90.66210	952.9858	2.137107	1560.740	0.8427
3600	91.93904	967.9997	2.141526	1658.640	0.8041
3650	93.21295	982.8443	2.145392	1761.340	0.7677
3700	94.49289	997.7908	2.149465	1369.020	0.7334
3750	95.76983	1012.7370	2.153504	1981.860	0.7010
3800	97.04677	1027.7530	2.157473	2100.000	0.6704
3850	98.32368	1042.7340	2.161374	2223.700	0.6414
3900	99.60062	1057.7840	2.165274	2353.100	0.6140
3950	100.87760	1072.7990	2.169106	2488.400	0.5881
4000	102.15450	1087.8840	2.172868	2629.800	0.5635
4100	104.70840	1118.0530	2.180324	2931.700	0.5181
4200	107.26220	1148.2910	2.187608	32.60.500	0.4772
4300	109.81610	1178.5640	2.194753	3617.900	0.4403
4400	112.36990	1208.9400	2.201726	4005.700	0.4069
4500	114.92380	1239.4850	2.208802	4425.800	0.3767
4600	117.47770	1269.8310	2.215257	4880.100	0.3492
4700	120.03150	1300.3800	2.221816	5370.600	0.3242
4800	122.58540	1330.9630	2.228271	5899.500	0.3014
4900	125.13920	1361.5810	2.234588	6469.000	0.2806
5000	127.69310	1392.2680	2.240801	7081.300	0.2616
5100	130.24700	1422.9890	2.246876	7738.700	0.2442
5200	132.80080	1453.7800	2.252848	8443.700	0.2282
5300	135.35470	1484.6050	2.258716	9198.900	0.2135
5400	137.90860	1515.6220	2.264722	10006.600	0.1999

Tabla AIII – 1. Factores de Conversión de Unidades				
Longitud	1 ft	= 0.3048 cm	1 m	= 100 cm
	1 in	= 2.54 cm		=3.281 ft
	1 milla	= 5280 ft	1 cm	= 0.3937 in
		= 1.4516 km	1 km	= 0.6214 milla
Área	1 ft ²	= 0.0929 m²	1 m²	= 10.764ft²
	1 in ²	= 6.4516 cm²	1 km	= 0.1550 in²
Volumen	1 ft³	= 2.8317x10^{-2} m³	1 m³	= 35.32 ft³
	1 in²	= 1.6387x10^{-5} m³	1 cm³	= 0.6102 in³
	1 gal	= 0.13368 ft³		
		= 3.7854x10^{-3} m³		
	1 litro	= 10^{-3} m³ = 1000 cm³		
Masa	1 lbm	= 0.45357 kg	1 kg	= 2.20462 lbm
		= 700 gramos	1 ton	= 1000 kg
	1 slug	= 14.594 kg		
		= 32.174 kg		
	1 ton	= 2000 lbm		
Tiempo	1 h	= 3600 s		
	1 min	= 60 s		
	1 ms	= 10^{-3} s		
	1 µs	= 10^{-6} s		
Fuerza	1 lbf	= 4.4482 N	1 N	= 1 kg-m/s²
	1 dina	= 1 g-cm/s²		= 0.22481 lbf
		= 10^{-5} N		
Presión	1 atm	= 14.696 lbf/in²	1 kPa	= 0.145038 lbf/in²
		= 101.325 kPa		
		= 760 mm Hg		
		= 29.92 in Hg		
	1 bar	=10^{-5} N/m² = 0.9869 atm		
	1 mm Hg	= 0.01934 lbf/in²		
	1 in Hg	= 0.491 lbf/in²		
	1 dina/cm²	= 10^{-1} N/m²		
Temperatura	°R	= °F + 459.67	°C	= (5/9)(°F – 32)
	1 °R	= 5/9 °K	K	= °C + 273.15
			1 K	= 1.8 °R
Energía	1 ft – lbf	= 1.3558 J	1 J	= 1 kg – m²/s²
		= 1.055056 kJ		= 10^{-7} ergs
		= 778.16 ft – lbf	1 kJ	= 0.947817 Btu
	1 cal	= 4.1868 J		
	1 erg	= 1 g – cm²/s²		
Potencia	1 hp	= 550 ft – lbf/s	1 W	= 1 J/s
		= 2545 Btu/h	1 kW	= 3413 Btu/h
		= 745.7 W		

Tabla AIII – 2. Equivalencia entre Unidades Caloríficas				
UNINADES	**joule**	**kwh**	**BTU**	**kcal**
1 Joule	1	$2.778x_{10^{-7}}$	$9.481x_{10^{-4}}$	$2.389x_{10^{-4}}$
1 kWh	3,600,000	1	3,413	860
1 BTU	1,054.7	$2.93x_{10^{-4}}$	1	0.252
1 kcal	4,186.05	$1.163x_{10^{-3}}$	3.9686	1

Tabla AIII – 3. Poder Calorífico de los Combustibles					
Combustible	**Unidad**	**MJ**	**kwh**	**BTU**	**kcal**
Combustóleo Nacional	l	41.66	11.57	39,501.94	9,953.60
Combustóleo Importado	l	41.71	11.59	39,545.93	9,964.70
Gas Natural Nacional	ft^3	1.06	0.30	1,007.05	253.75
Gas Natural Importado	ft^3	1.08	0.30	1,028.05	259.05
Diesel #2	l	38.65	10.74	36,639.93	9,232.44
Diesel Importado	l	38.65	10.74	36,639.93	9,232.44
Carbón de MICARE	kg	19.17	5.33	18,177.96	4,580.44
Carbón Importado	kg	23.81	6.61	22,575.29	5,688.47
Uranio enriquecido	g	4,017.60	1,116.09	3,809,086.56	956,804.64

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004). "Aspectos técnicos de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI)". Memorias de la IV Reunión Estudiantil AMEE. México (2004)

Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004). "Aspectos económicos y medioambientales de las centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (GICC)". Memorias de la IV Reunión Estudiantil de la AMEE. México (2004).

Beltrán Mora H., Urias Romero F. (2004). "Estudio Analítico de las Prospectivas publicadas por la Secretaría de Energía". Memorias de la VII Conferencia Anual de la AMEE. México (2004).

Beltran Mora H., Urias Romero F. (2004) "Aspectos técnicos y medioambientales de las centrales de ciclo combinado con gasificación integrada (GICC)" Memorias de la VII Conferencia Anual de la AMEE. México (2004).

DOE (2000). "Clean Coal Technology Program". Topical Report No.19. "The Tampa Electric Integrated Gasification Comibned-Cycle Project". EUA. Septiembre 2000.

DOE (2000) "Clean Coal Technology Program". Topical Report No.20. "The Wabash River Coal Gasification Repowering Project". EUA. Septiembre 2000.

DOE (2003). "Clean Coal Technology Compendiu" Piñón Pine IGCC Power Project. EUA. Julio 2003.

Cámara Minera de México.
Informe anual 2005.
LXVII Asamblea General Ordinaria.

Comisión Federal de Electricidad.
Informe de Labores 2004.

CONAE
¿Qué son las energías renovables?
Folleto informativo.

Comisión Nacional del Agua.
"Estadística del Agua en México" Síntesis , Edición 2005
Sistema Unificado de Información Básica del Agua, SUIBA
Sistema Nacional de Información sobre cantidad, calidad, usos y conservación del Agua, SINA

Diario Oficial de la Federación.
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
Publicación del 22 de diciembre de 1975.
Última Reforma: 22-12-1993.

ELCOGAS (2001). "Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado : GICC". Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano. Manuel Treviño Coca. Club Español de la Energía. España. 2001.

Hiriart Le Bert G., Beltrán Mora H, «Costo Nivelado de la Generación en una Central de Ciclo Combinado con Gasificador Integrado (GICC)". Memorias de la VII Conferencia Anual de la AMEE. México (2004).

Holt, N. "IGCC article for the Encyclopedia of Physical Science and Technology" 2001.

IIE (2005)."Curso sobre Ciclo combinado".Instituto de Investigaciones Eléctricas. México 2005.

Instituto Mexicano del Petróleo (2003). La tecnología en la estrategia de exploración y explotación de gas natural en México. Dr. Alfredo Arriola Torres.

Kaneko, S. "Project status of 250 MW air-blown IGCC demonstration plant.
Gasification Technologies ".Conferencia San Francisco, octubre 2002.

Prospectiva de petrolíferos 2004 – 2013.
Secretaria de Energía.
Dirección de Planeación Energética.

Prospectiva de petrolíferos 2005 – 2014.
Secretaria de Energía.
Dirección de Planeación Energética.

Prospectiva del mercado del mercado del gas natural 2004 – 2013.
Secretaria de Energía.
Dirección de Planeación Energética.

Prospectiva del mercado del mercado del gas natural 2005 – 2014.
Secretaria de Energía.
Dirección de Planeación Energética.

Prospectiva del sector eléctrico 2004 – 2013.
Secretaria de Energía.
Dirección de Planeación Energética.

Prospectiva del sector eléctrico 2005 – 2014.
Secretaria de Energía.
Dirección de Planeación Energética.

SEMARNAP, INE. "Los residuos peligrosos en México".Programa para el manejo integral y aprovechamiento de los residuos industriales en la región central de México. México 1996.

Treviño, M. "GICC: Generación de energía limpia a partir del carbón. Jornada sobre el uso limpio del carbón", Fundación Asturiana de la Energía. Oviedo, julio 2002.

Treviño, M. "The Puertollano Demonstration Plant and IGCC Prospects in Spain". VGB. PowerTech, enero 2002.

Treviño, M. "GICC: Generación de energía limpia a partir del carbón. Jornada sobre el uso limpio del carbón", Fundación Asturiana de la Energía. Oviedo, julio 2002.

Wark,Kenneth,JR: "Termodinamica" 5ª. Edición, Ed. McGraw-Hill Interamericana de México, S.A de C.V. México 1991

PAGINAS WEB

www.cfe.gob.mx (Comisión Federal de Electricidad)

www.conae.gob.mx (Comisión Nacional Para el Ahorro de Energía)

www.cre.gob.mx (Comisión Reguladora de Energía)

www.doe.com

www.energia.gob.mx (Secretaría de energía)

www.fide.org.mx (Fideicomiso para el Ahorro de Energía)

www.iea.org

www.iie.org.mx (Instituto de Investigaciones Eléctricas)

www.imp.mx (Instituto Mexicano del Petróleo)

www.lfc.gob.mx (Luz y Fuerza del centro)

www.olade.com (Organización Latinoamericana de Energía)

www.pemex.gob.mx (Petroleos Mexicanos)

www.power.die.uchile.cl

www.sener.gob.mx (SENER)